



RAPPORT DE GESTION  
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2018

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE .....	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION .....	4
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS .....	6
RÉSULTATS FINANCIERS.....	8
SECTEURS À PRÉSENTER .....	14
SABLES BITUMINEUX.....	15
DEEP BASIN .....	19
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION .....	22
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS .....	24
ACTIVITÉS ABANDONNÉES.....	26
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT .....	26
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE.....	29
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE .....	30
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	31
PERSPECTIVES .....	31
MISE EN GARDE.....	33
ABRÉVIATIONS.....	37
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	37

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous », notre, nos ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 24 avril 2018, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2018 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2017 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 24 avril 2018, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion constitue une mise à jour du rapport de gestion annuel et contient de l'information prospective concernant nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative de cette information prospective ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à celle-ci, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») approuve les rapports de gestion intermédiaires; le comité d'audit examine le rapport de gestion annuel et en recommande l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur EDGAR, à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov) et sur notre site Web, à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com). L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.*

**Mode de présentation**

*Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.*

**Mesures hors PCGR et autres totaux partiels**

*Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les prix nets opérationnels, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En outre, la marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 8 de nos états financiers consolidés intermédiaires. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS.*

*La définition de chaque mesure hors PCGR ou autre total partiel et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans les rubriques « Résultats d'exploitation », « Résultats financiers », « Situation de trésorerie et sources de financement » ou « Mise en garde » du présent rapport de gestion.*

## APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 31 mars 2018, sa valeur s'établissait à environ 23 G\$. Ses activités comprennent des projets de sable bitumineux dans le nord de l'Alberta et une production bien établie de pétrole brut, de liquides du gaz naturel (« LGN ») et de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, les « liquides ») s'est établie à 395 145 barils par jour, la production moyenne de gaz naturel a été de 553 Mpi<sup>3</sup> par jour et le total de la production provenant des activités poursuivies s'est chiffré à 487 464 barils d'équivalent de pétrole par jour. Nous exerçons en outre des activités de commercialisation et possédons des installations de raffinage aux États-Unis. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 349 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 369 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Notre stratégie consiste à faire augmenter les flux de trésorerie grâce à la croissance régulière de la production de notre portefeuille de premier plan dans l'industrie, composé d'actifs dans les sables bitumineux et d'actifs de gaz naturel et de LGN du Deep Basin dans l'Ouest canadien. Nous voulons augmenter le cours de nos actions et maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires afin de conserver une certaine souplesse financière et de dégager une croissance durable des dividendes. Pour ce faire, nous nous appuyons sur l'expertise de notre personnel et nous tirons parti de nos actifs de qualité, de l'excellence de notre exécution, de notre intégration à valeur ajoutée, de notre innovation ciblée et de notre réputation d'intégrité.

### Nos activités

#### Sables bitumineux

Les installations de la société comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, exploités selon la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »), à savoir Foster Creek, Christina Lake, Narrows Lake et divers nouveaux projets. Foster Creek et Christina Lake sont en phase de production, tandis que Narrows Lake est aux premiers stades de mise en valeur. Ces trois projets sont situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, et le projet Telephone Lake est situé dans la région de Borealis, dans le nord-est de l'Alberta. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités de Foster Creek, qui est adjacent.

#### Deep Basin

Nos activités du Deep Basin se composent d'actifs de gaz naturel riche en liquides, de condensats et d'autres LGN ainsi que d'actifs de pétrole léger et moyen, essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater, en Colombie-Britannique et en Alberta, et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel (collectivement, les « actifs du Deep Basin »). Les actifs du Deep Basin offrent des possibilités de mise en valeur à cycle de production court qui présentent un potentiel de rendement élevé, qui permettent de compléter la mise en valeur à long terme des sables bitumineux. Une partie du gaz naturel produit sert de combustible pour nos activités liées aux sables bitumineux et fournit une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire à l'alimentation en carburant des activités des raffineries.

#### Raffinage et commercialisation

Les installations de Cenovus comprennent deux raffineries situées dans les États de l'Illinois et du Texas, aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement, en parts égales, avec Phillips 66, société ouverte américaine non liée, et sont exploitées par celle-ci. Les raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries ») ont une capacité brute de traitement du pétrole brut d'environ 314 000 barils par jour et 146 000 barils par jour, respectivement, y compris une capacité de traitement du brut lourd fluidifié de 255 000 barils par jour. Grâce à ses raffineries, la société peut réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur, ce qui réduit en partie la volatilité découlant des fluctuations des écarts de prix régionaux entre le brut lourd et le brut léger en Amérique du Nord.

Ce secteur englobe également les activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut situé à Bruderheim, en Alberta, ainsi que les activités de commercialisation des achats et des ventes de produits de tiers, qui sont menées afin d'assurer une souplesse opérationnelle au chapitre des engagements de transport, de la qualité des produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

### Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes

	Trimestre clos le 31 mars 2018		
(en millions de dollars)	Sables bitumineux	Deep Basin	Raffinage et commercialisation
Marge d'exploitation	106	99	(48)
Dépenses d'investissement	318	145	53
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>(212)</b>	<b>(46)</b>	<b>(101)</b>

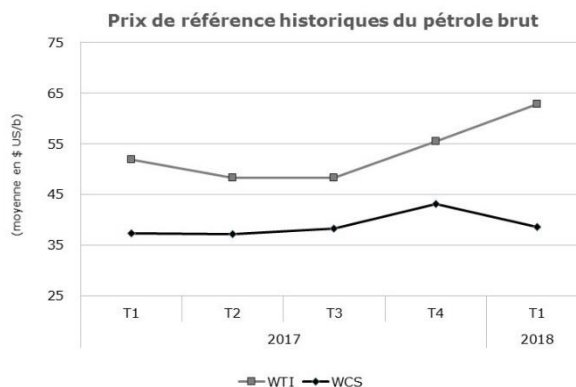
## FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE

La conjoncture de marché du trimestre a entraîné une hausse des prix de référence du pétrole léger et des condensats par rapport à ceux du premier trimestre de 2017; en parallèle, les écarts de prix entre le brut léger et lourd ont considérablement augmenté, les prix de référence du pétrole brut lourd demeurant pratiquement inchangés par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'écart de prix entre le West Texas Intermediate (« WTI ») et le Western Canadian Select (« WCS ») s'est établi en moyenne à 24,28 \$ US le baril (soit 39 % du prix du WTI) pour le trimestre, niveau qui n'avait pas été atteint depuis le quatrième trimestre de 2013, ce qui représente une hausse de 67 % par rapport au trimestre correspondant de 2017. L'élargissement de l'écart s'explique par les contraintes limitant l'accès aux marchés et l'accroissement de la production de pétrole lourd en Alberta.

En réaction à la capacité de transport limitée et aux prix réduits du pétrole lourd, nous avons exploité nos installations de Christina Lake et de Foster Creek à des niveaux de production moins élevés en février et en mars et nous avons eu recours à l'importante capacité de stockage de nos réservoirs liés aux sables bitumineux, qui nous donne la souplesse de choisir le calendrier de production et de vente de nos stocks lorsque la capacité des transports pipeliniers s'améliore et que les écarts sur le pétrole brut rétrécissent.

Au premier trimestre de 2018, nous avons :

- produit 487 464 bep par jour provenant des activités poursuivies, soit une hausse importante par rapport au premier trimestre de 2017 attribuable à l'acquisition, auprès de ConocoPhillips et de certaines de ses filiales (ensemble, « ConocoPhillips »), de la participation résiduelle de 50 % que ConocoPhillips détenait dans FCCL Partnership (« FCCL ») et des actifs du Deep Basin, le 17 mai 2017 (l'« acquisition »);
- enregistré un prix net opérationnel de la société moyen tiré des activités poursuivies de 16,80 \$/bep avant la réalisation des couvertures, soit une baisse de 21 % par rapport à celui du premier trimestre de 2017 imputable principalement à la hausse du coût des condensats et à l'écart entre le brut léger et le brut lourd nettement plus imposant, qui a entraîné une baisse des prix de vente réalisés;
- comptabilisé des pertes réalisées à l'égard des activités de gestion des risques de 469 M\$, sous l'effet principalement des contrats de couverture conclus pour assurer une protection contre les baisses par suite de l'acquisition afin d'assurer notre capacité d'adaptation financière;
- achevé en quasi-totalité les activités de la grande révision prévue des raffineries de Wood River et de Borger;
- inscrit une perte nette découlant des activités poursuivies de 914 M\$ (bénéfice net de 211 M\$ en 2017);
- comptabilisé des fonds provenant de l'exploitation ajustés négatifs de 41 M\$ comparativement à un montant positif de 323 M\$ en 2017;
- investi des capitaux de 524 M\$ par rapport à 313 M\$ en 2017, ce qui reflète la hausse de notre participation dans FCCL et les nouveaux actifs du Deep Basin découlant de l'acquisition;
- comptabilisé une perte de valeur de 100 M\$ à l'égard de nos actifs de Clearwater par suite du recul des prix du gaz naturel à terme;
- mené à bien la vente de nos actifs de Suffield pour un produit brut en trésorerie de 512 M\$, avant les ajustements de clôture, soit un profit avant impôt de 348 M\$;
- pratiquement achevé les réductions de l'effectif, précédemment annoncées, d'environ 15 % par rapport aux niveaux de 2017.



## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production totale, qui s'est établie à 488 561 bep par jour, a progressé par rapport au premier trimestre de 2017, surtout en raison de l'acquisition, quoique cette progression ait été contrebalancée par la sortie des actifs de notre secteur Hydrocarbures classiques vers la fin du second semestre de 2017. De plus, la production de nos installations d'exploitation de sables bitumineux a été touchée par notre décision de réduire la production et de laisser les barils non encore produits dans nos réservoirs en février et en mars en raison de la capacité limitée des transports pipeliniers et de l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd.

### Volumes de production

	Trimestres clos les 31 mars		2017
	2018	Variation (%)	
<b>Activités poursuivies</b>			
<b>Liquides (b/j)</b>			
<b>Sables bitumineux</b>			
Foster Creek	157 390	95	80 866
Christina Lake	202 276	101	100 635
	<b>359 666</b>	<b>98</b>	181 501
<b>Deep Bassin</b>			
Pétrole brut	6 517	-	-
LGN	28 962	-	-
	<b>35 479</b>	<b>-</b>	-
	<b>395 145</b>	<b>118</b>	181 501
<b>Production de liquides (b/j)</b>			
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>			
Sables bitumineux	4	(73)	15
Deep Basin <sup>1)</sup>	549	-	-
	<b>553</b>	<b>3 587</b>	15
<b>Production tirée des activités poursuivies (bep/j)</b>	<b>487 464</b>	<b>165</b>	184 001
<b>Production tirée des activités abandonnées (Hydrocarbures classiques) (bep/j)</b>	<b>1 097</b>	<b>(99)</b>	111 413
<b>Total de la production (bep/j)</b>	<b>488 561</b>	<b>65</b>	295 414

1) Y compris la production de 322 Mpi<sup>3</sup>/j utilisée pour consommation interne par le secteur Sables bitumineux.

La production moyenne des sables bitumineux s'est établie à 359 666 barils par jour pour le trimestre, ce qui représente une hausse importante par rapport à l'exercice précédent, surtout attribuable à l'acquisition.

Le total de la production tirée des actifs du Deep Basin, acquis le 17 mai 2017, s'est chiffré en moyenne à 127 056 bep par jour au premier trimestre de 2018, 17 puits horizontaux ayant été mis en production.

En 2018, la production de notre secteur Hydrocarbures classiques reflète les résultats de nos installations de Suffield, qui ont été vendues le 5 janvier 2018. Tous les montants se rapportant aux actifs de notre secteur Hydrocarbures classiques sont comptabilisés dans les activités abandonnées.

## Prix nets opérationnels liés aux activités poursuivies

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, définie dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, qui permet d'évaluer le rendement opérationnel unitaire d'une entreprise. Le prix net opérationnel correspond à la marge par baril d'équivalent de pétrole. Il s'entend des ventes brutes moins les redevances, les frais de transport et de fluidification, les charges d'exploitation et la taxe sur la production et les impôts miniers, divisées par les volumes de vente. Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente. Le prix de vente, les frais de transport et de fluidification et les volumes de vente ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats. Les condensats sont mélangés au pétrole lourd et servent à réduire sa viscosité, ce qui facilite son transport vers les marchés. La formule de calcul du prix net opérationnel de la société est conforme à la définition de cette mesure figurant dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*. Pour un rapprochement des prix nets opérationnels, voir la rubrique « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Prix de vente	<b>33,20</b>	37,77
Redevances	<b>2,34</b>	1,76
Transport et fluidification	<b>6,16</b>	5,73
Charges d'exploitation	<b>7,89</b>	9,03
Taxe sur la production et impôts miniers	<b>0,01</b>	-
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques<sup>1), 2)</sup></b>	<b>16,80</b>	21,25
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	<b>(11,69)</b>	(5,01)
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques<sup>1), 2)</sup></b>	<b>5,11</b>	16,24

1) Exclusion faite des résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

2) Exclusion faite des ventes intersectorielles.

Si notre prix net opérationnel moyen s'est détérioré par rapport au premier trimestre de 2017, c'est essentiellement à cause des écarts de prix nettement plus marqués entre le pétrole léger et le pétrole lourd, de la hausse du coût des condensats, de la baisse des prix du gaz naturel et des pertes réalisées liées à la gestion des risques du fait que les prix du brut ont été supérieurs à nos prix contractuels. Le WCS, en pourcentage du prix du WTI, se chiffrait à 61 % en 2018 par rapport à 72 % pour la même période de 2017, ce qui reflète une diminution des prix obtenus sur les ventes de pétrole lourd par rapport aux prix de référence du WTI. De plus, comme le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut fluidifié, le prix de vente que nous obtenons sur le bitume diminue. Notre prix de vente moyen a aussi été touché par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui a eu une incidence négative d'environ 1,54 \$ par bep sur les prix de vente. La hausse des redevances et les coûts de transport et de fluidification ont été compensés par le recul des charges d'exploitation.

## Raffinage et commercialisation

La production de pétrole brut et de produits raffinés du premier trimestre de 2018 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2017. Au premier trimestre de 2018, les grandes révisions prévues des raffineries de Wood River et de Borger étaient pratiquement achevées. Au premier trimestre de 2017, le résultat des raffineries a subi l'incidence de révisions prévues de plus petite envergure.

	Trimestres clos les 31 mars		2017
	2018	Variation (%)	
Production de pétrole brut <sup>1)</sup> (kb/j)	<b>349</b>	<b>(14)</b>	406
Pétrole lourd <sup>1)</sup>	<b>162</b>	<b>(19)</b>	200
Produits raffinés <sup>1)</sup> (kb/j)	<b>369</b>	<b>(15)</b>	433
Taux d'utilisation du pétrole brut <sup>1)</sup> (%)	<b>76</b>	<b>(12)</b>	88

1) Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Borger.

La marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation de 2018 a été inférieure à celle du premier trimestre de 2017, car les charges d'exploitation plus élevées et le recul des taux d'utilisation du brut causé par les révisions prévues aux deux raffineries ont annulé l'accroissement des marges de craquage moyennes sur le marché et l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, qui a réduit le coût de la charge d'alimentation des raffineries.

Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les variations des volumes de production, les éléments pris en compte dans le calcul des prix nets opérationnels et des données sur le raffinage à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les activités de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés.

## PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

En ce qui concerne nos résultats financiers, les principaux inducteurs de performance sont les prix des marchandises, les écarts de prix, les marges de craquage des raffineries, ainsi que le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Le tableau qui suit présente certains prix de référence et les taux de change moyens du dollar américain par rapport au dollar canadien destinés à faciliter la lecture de nos résultats financiers.

### Principaux prix de référence et taux de change<sup>1)</sup>

(\$ US/b, sauf indication contraire)	T1 2018	Variation (%)	T1 2017	T4 2017
<b>Brent</b>				
Moyenne	67,18	23	54,66	61,54
Fin de la période	70,27	33	52,83	66,87
<b>WTI</b>				
Moyenne	62,87	21	51,91	55,40
Fin de la période	64,94	28	50,60	60,42
Écart moyen Brent/WTI	4,31	57	2,75	6,14
<b>WCS</b>				
Moyenne	38,59	3	37,33	43,14
Moyenne (\$ CA/b)	48,79	(1)	49,38	54,84
Fin de la période	42,88	8	39,77	34,93
Écart moyen WTI/WCS	24,28	67	14,58	12,26
<b>Condensats (C5 à Edmonton)</b>				
Moyenne <sup>2)</sup>	63,04	21	52,26	57,97
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(0,17)	(51)	(0,35)	(2,57)
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(24,45)	64	(14,93)	(14,83)
<b>Mélange non corrosif mixte (« MSW » à Edmonton)</b>				
Moyenne <sup>3)</sup>	56,98	18	48,37	54,26
Fin de la période	60,63	21	50,07	53,03
<b>Moyenne des prix des produits raffinés</b>				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	73,08	16	63,13	74,36
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	81,35	27	63,86	80,58
<b>Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries<sup>4)</sup></b>				
Chicago	12,96	12	11,54	21,09
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>				
Prix AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> ) <sup>5)</sup>	1,85	(37)	2,94	1,96
Prix NYMEX (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	3,00	(10)	3,32	2,93
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	1,52	38	1,10	1,40
<b>Taux de change (\$ US/\$ CA)</b>				
Moyenne	0,791	5	0,756	0,787

1) Ces prix de référence ne correspondent pas aux prix de vente que nous avons réalisés. Pour obtenir les prix de vente réalisés moyens et les résultats de la gestion des risques de la société, se reporter aux tableaux des prix nets opérationnels des rubriques « Résultats d'exploitation » et « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

2) Le prix de référence moyen des condensats en dollars canadiens s'est chiffré à 79,70 \$ le baril au premier trimestre de 2018 (69,13 \$ le baril en 2017).

3) Le prix de référence moyen MSW en dollars canadiens s'est chiffré à 72,04 \$ le baril au premier trimestre de 2018 (63,98 \$ le baril en 2017).

4) La moyenne des marges de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

5) Indice mensuel du gaz naturel AECO (Alberta Energy Company).

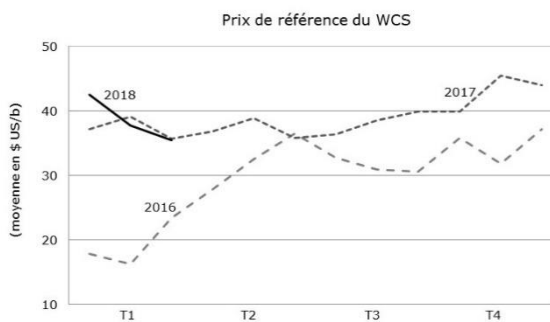
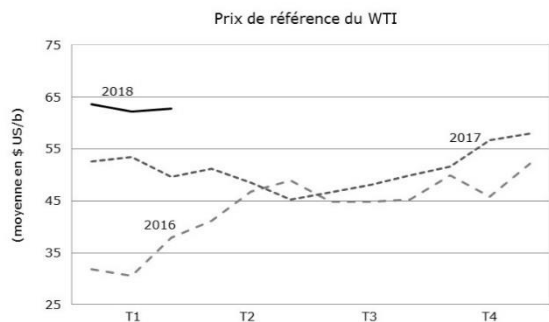
### Prix de référence – pétrole brut

Au premier trimestre de 2018, les prix de référence moyens du Brent, du WTI et du WCS ont augmenté par rapport à ceux du premier trimestre de 2017. Le respect du plan visant à réduire la production, présenté au quatrième trimestre de 2016 par les pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et la Russie, a fait en sorte que le marché en général prévoyait un retour accéléré aux niveaux de stocks normaux, malgré l'éventuelle offre accrue en provenance du bassin Permian des États-Unis qui viendrait annuler en partie la réduction de production.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances relatives à de nombreux biens pétroliers de la société. Au premier trimestre de 2018, les prix de référence du WTI ont reculé par rapport à ceux du Brent, comparativement à 2017, car les raffineries de l'intérieur des terres aux États-Unis n'ont pas été en mesure d'écouler les stocks de pétrole brut qui s'étaient accumulés après le passage de l'ouragan Harvey et une série de révisions prévues au sein du secteur du raffinage.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est élargi de manière importante au premier trimestre de 2018 et a atteint des niveaux jamais vus depuis le quatrième trimestre de 2013. Le WCS s'est affaibli par rapport au WTI à cause de l'accroissement de la production en Alberta et de la capacité limitée des transports pipeliniers. Les indisponibilités de certains pipelines

au quatrième trimestre de 2017 avaient forcé le stockage de volumes additionnels et entraîné un nouvel élargissement des écarts. De plus, dans le secteur du pétrole et gaz, la capacité de transport ferroviaire destinée à alléger la demande de capacité pipelinère a été difficile à obtenir, ce qui a accru les pressions à court terme sur les écarts de prix.



La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production par pipelines. Nos ratios de fluidification, soit les volumes de diluants en pourcentage du total des volumes fluidifiés, ont varié dans une fourchette d'environ 25 % à 33 %. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart diminue, la récupération du coût d'achat des condensats augmente généralement pour chaque baril de pétrole brut fluidifié vendu. Lorsque l'offre de condensats en Alberta ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton.

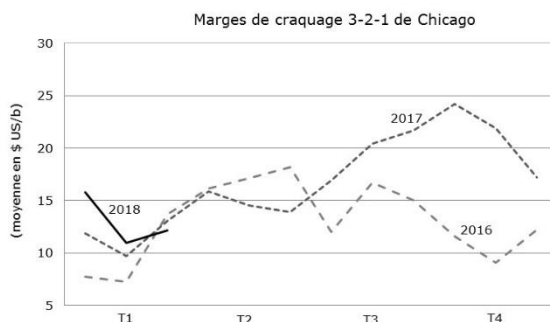
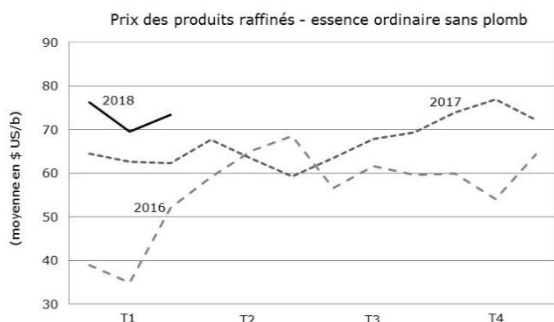
Les prix moyens des condensats ont été supérieurs à ceux du WTI au premier trimestre de 2018 par rapport à 2017 en raison de la nouvelle demande de diluants découlant de la hausse de la production de pétrole lourd en Alberta et de la capacité de réserve minimale des pipelines, qui a fait monter le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton.

Le MSW est un prix de référence du pétrole brut léger non sulfuré qui est établi en Alberta et qui porte sur la production d'hydrocarbures classiques au Canada, tels que le pétrole brut produit par les actifs de la société situés dans le Deep Basin. Le prix de référence moyen du MSW a progressé au premier trimestre de 2018 par rapport à 2017, ce qui cadre avec la hausse globale des prix moyens pour le brut.

### Prix de référence – raffinage

Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 à Chicago. La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut selon le prix du WTI du mois courant et évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

La moyenne des prix des produits raffinés à Chicago a monté au premier trimestre de 2018 en raison principalement de la hausse des prix du pétrole brut et de l'élargissement des marges de craquage 3-2-1 à Chicago. Cet élargissement s'explique par le passage de l'ouragan Harvey et des importants travaux de maintenance effectués par les raffineries régionales, qui ont entraîné un écart plus grand entre le Brent et le WTI. Les marges de craquage que nous obtenons sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité de la charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut et le coût de la charge d'alimentation qui est évalué selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



### Prix de référence – gaz naturel

Les prix moyens AECO ont diminué par rapport à ceux du premier trimestre de 2017 à cause de l'accroissement de l'offre de gaz naturel en Alberta, de la réduction de la capacité d'exportation et de vastes travaux de maintenance des pipelines et des stations de compression qui ont réduit les possibilités d'acheminement aux installations de stockage. Le prix moyen au NYMEX a également diminué par rapport à celui du premier trimestre de 2017, car le marché s'attend toujours à un accroissement de l'offre.

### Taux de change de référence

Nos produits des activités ordinaires sont exposés au risque de change, car les prix de vente du pétrole brut, des LGN, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence en dollars américains. Le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet négatif sur les résultats que nous présentons. De même, à mesure que le dollar canadien se déprécie, il y a des effets positifs sur les résultats que nous présentons. Nos produits des activités ordinaires ainsi que notre dette à long terme sont libellés en dollars américains. Lorsque le dollar canadien s'apprécie, notre dette libellée en dollars américains donne lieu à des profits de change latents à la conversion en dollars canadiens.

Au premier trimestre de 2018, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, comparativement au premier trimestre de 2017, ce qui a eu une incidence négative d'environ 213 M\$ sur nos produits des activités ordinaires, exclusion faite de ceux du secteur Hydrocarbures classiques. Le dollar canadien était plus faible au 31 mars 2018 qu'au 31 décembre 2017 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des pertes de change latentes de 267 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

## RÉSULTATS FINANCIERS

### Sommaire des résultats financiers consolidés

L'incidence de l'acquisition, la hausse des prix des condensats, les pertes réalisées liées à la gestion des risques et l'élargissement important des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd ont été les principaux moteurs de nos résultats financiers du trimestre clos le 31 mars 2018. Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017				2016			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 610</b>	5 079	4 386	4 037	3 541	3 324	2 945	2 746	1 991
<b>Marge d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>157</b>	1 018	1 097	572	305	442	335	424	22
Des activités poursuivies	157	1 018	1 097	572	305	442	335	424	22
Total de la marge d'exploitation	<b>169</b>	1 088	1 214	731	450	595	487	541	144
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>									
Des activités poursuivies	<b>(134)</b>	833	481	1 102	195	22	189	121	94
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>(123)</b>	900	592	1 239	328	164	310	205	182
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>2)</sup></b>									
Des activités poursuivies	<b>(53)</b>	796	865	603	183	382	296	352	(65)
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	<b>(41)</b>	866	980	745	323	535	422	440	26
<b>Résultat d'exploitation<sup>2)</sup></b>									
Des activités poursuivies	<b>(752)</b>	(533)	240	298	(39)	21	(40)	(3)	(269)
– dilué par action	<b>(0,61)</b>	(0,43)	0,20	0,27	(0,05)	0,03	(0,05)	-	(0,32)
Total du résultat d'exploitation	<b>(743)</b>	(514)	327	352	(39)	321	(236)	(39)	(423)
– dilué par action	<b>(0,60)</b>	(0,42)	0,27	0,32	(0,05)	0,39	(0,28)	(0,05)	(0,51)
<b>Résultat net</b>									
Des activités poursuivies	<b>(914)</b>	(776)	275	2 558	211	(209)	(55)	(231)	36
– dilué par action	<b>(0,74)</b>	(0,63)	0,22	2,30	0,25	(0,25)	(0,07)	(0,28)	0,04
Total du résultat net	<b>(654)</b>	620	(82)	2 617	211	91	(251)	(267)	(118)
– dilué par action	<b>(0,53)</b>	0,50	(0,07)	2,35	0,25	0,11	(0,30)	(0,32)	(0,14)
<b>Dépenses d'investissement<sup>3)</sup></b>									
Des activités poursuivies	<b>522</b>	557	396	277	225	202	167	202	284
Total des dépenses d'investissement	<b>524</b>	583	438	327	313	259	208	236	323
<b>Dividendes</b>									
Dividendes en numéraire	<b>60</b>	61	62	61	41	42	41	42	41
– par action	<b>0,05</b>	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

1) Total partiel présenté aux notes 1 et 8 des états financiers consolidés intermédiaires et défini dans le présent rapport de gestion.

2) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion.

3) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs détenus en vue de la vente.



## Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

<b>Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2017</b>	<b>3 541</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :	
Sables bitumineux	<b>1 313</b>
Deep Basin	<b>224</b>
Raffinage et commercialisation	<b>(372)</b>
Activités non sectorielles et éliminations	<b>(96)</b>
<b>Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2018</b>	<b>4 610</b>

Les produits tirés des actifs en amont des activités poursuivies ont augmenté considérablement au premier trimestre de 2018 par rapport à 2017. L'augmentation est attribuable en grande partie aux volumes de vente supplémentaires découlant de l'acquisition, contrebalancés en partie par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, la baisse des prix moyens réalisés concordant avec la réduction considérable des prix du pétrole brut lourd et la hausse des redevances.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 14 % par rapport au premier trimestre de 2017. Les produits tirés des activités de raffinage ont augmenté, principalement grâce à une hausse des prix des produits raffinés cadrant avec l'augmentation des prix de référence moyens des produits raffinés à Chicago annulée en partie par la baisse de l'utilisation du brut associée aux grandes révisions prévues en 2018. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par notre groupe de commercialisation ont fortement diminué au premier trimestre de 2018 par rapport à 2017 en raison du recul des volumes de pétrole brut et de gaz naturel vendus et de la baisse des prix du gaz naturel, annulés en partie par la hausse des prix du pétrole brut.

Les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes de gaz naturel et de pétrole brut et aux produits d'exploitation entre secteurs; ils sont comptabilisés aux prix de cession interne, eux-mêmes établis en fonction des prix en vigueur sur le marché.

Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

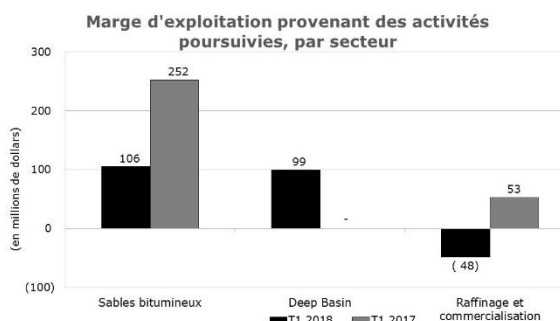
## Marge d'exploitation

La marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 8 des états financiers consolidés intermédiaires qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs. La marge d'exploitation correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation et de la taxe sur la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés liés à la gestion des risques, moins les pertes réalisées sur ces opérations. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul de la marge d'exploitation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	31 mars	
	2018	2017
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 804</b>	3 639
(Ajouter) déduire :		
Produits achetés	<b>1 957</b>	2 330
Transport et fluidification	<b>1 517</b>	566
Charges d'exploitation	<b>705</b>	359
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	<b>468</b>	79
<b>Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies</b>	<b>157</b>	305
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	<b>12</b>	145
<b>Total de la marge d'exploitation</b>	<b>169</b>	450

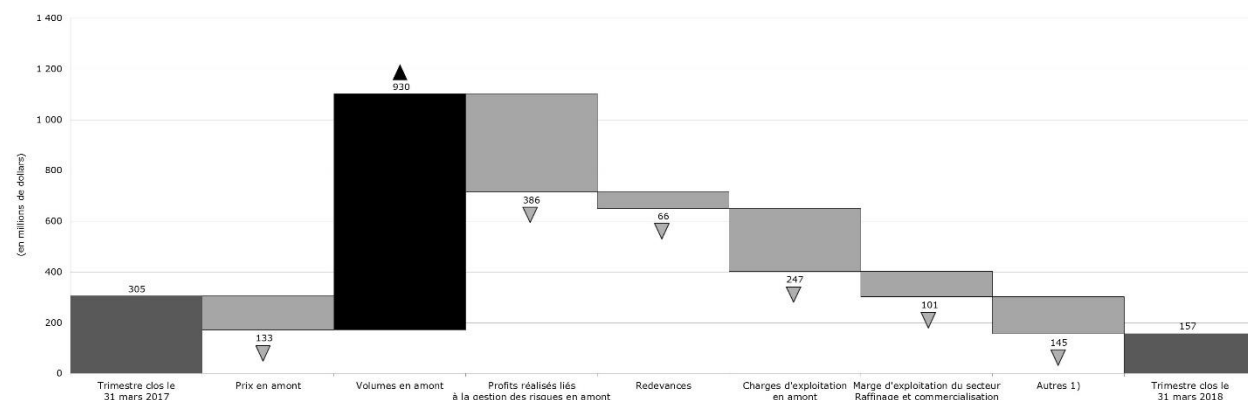
La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a diminué au premier trimestre de 2018 par rapport à 2017, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'accroissement des frais de transport et de fluidification causé surtout par la hausse des prix des condensats et l'augmentation des volumes de condensats requis pour la fluidification de notre production accrue tirée des sables bitumineux;
- des pertes réalisées de 468 M\$ liées à la gestion des risques, comparativement à 79 M\$ à ce titre en 2017;
- l'augmentation des charges d'exploitation en amont, sous l'effet essentiellement de l'acquisition;
- la réduction de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation causée par la hausse des charges d'exploitation et la baisse des taux d'utilisation du pétrole brut;
- les écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd nettement plus larges.



Cette diminution de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a été en partie neutralisée par l'accroissement des volumes de vente sous l'effet de l'acquisition.

#### Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



1) L'élément Autres comprend la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd comptabilisés dans les produits des activités ordinaires et les coûts des condensats inscrits dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.

D'autres renseignements sur les facteurs expliquant la variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies figurent à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

#### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation ajustés

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement se composent des actifs courants et des passifs courants, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des activités de gestion des risques, du paiement éventuel, des actifs détenus en vue de la vente et des passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente. La variation nette des autres actifs et des autres passifs se compose des coûts de remise en état des lieux et de la capitalisation des régimes de retraite.

## Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation ajustés

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>(123)</b>	328
(Ajouter) déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	<b>(18)</b>	(31)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>(64)</b>	36
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>1)</sup></b>	<b>(41)</b>	323

1) Comprennent les résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés par rapport au premier trimestre de 2017 s'explique par une baisse de la marge d'exploitation, comme il en est fait mention ci-dessus, et par l'augmentation des frais généraux et frais d'administration découlant principalement d'une charge hors trésorerie de 59 M\$ engagée relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus et des indemnités de départ de 43 M\$ du trimestre.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au premier trimestre de 2018 s'explique essentiellement par la baisse des comptes créditeurs et du passif d'impôt, compensée en partie par la diminution des comptes débiteurs. Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement attribuable à la diminution des comptes débiteurs, neutralisée en partie par la baisse des comptes créditeurs.

### Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure hors PCGR qui, comme elle élimine les éléments autres que d'exploitation, permet d'assurer la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la société d'une période à l'autre. Le résultat d'exploitation correspond au résultat avant impôt, compte non tenu du profit ou de la perte sur les activités abandonnées, du profit lié à la réévaluation, du profit au titre d'un achat avantageux, des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits ou des pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada, des profits ou des pertes de change au règlement d'opérations intersociétés et des profits ou des pertes à la sortie d'actifs, déduction faite de l'impôt sur le résultat d'exploitation avant impôt, compte non tenu de l'incidence des changements apportés aux taux d'imposition prévus par la loi et de la comptabilisation d'une augmentation de la base fiscale aux États-Unis.

(en millions de dollars)	Trimestre clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Résultat provenant des activités poursuivies, avant impôt</b>	<b>(1 072)</b>	260
Ajouter (déduire) :		
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques <sup>1)</sup>	<b>(139)</b>	(279)
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation <sup>2)</sup>	<b>264</b>	(56)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	-	1
Autres	<b>(1)</b>	-
<b>Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies, avant impôt</b>	<b>(948)</b>	(74)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	<b>(196)</b>	(35)
<b>Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies</b>	<b>(752)</b>	(39)
Résultat d'exploitation provenant des activités abandonnées	<b>9</b>	-
<b>Total du résultat d'exploitation</b>	<b>(743)</b>	(39)

1) Tient compte de la reprise de (profits) pertes latents comptabilisés pour des périodes antérieures.

2) Comprend les (profits) pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et les (profits) pertes de change au règlement d'opérations intersociétés.

Le résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies a diminué au premier trimestre de 2018 par rapport à 2017, en raison principalement d'une baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée ci-dessus, de l'augmentation de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement comprenant une perte de valeur de 100 M\$, d'une perte de 117 M\$ au titre de la réévaluation du paiement éventuel, d'une charge hors trésorerie de 59 M\$ engagée relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus et de la comptabilisation de pertes de change latentes liées aux activités d'exploitation alors que des profits avaient été comptabilisés à ce poste en 2017.

## Résultat net

(en millions de dollars)

<b>Résultat net provenant des activités poursuivies du trimestre clos le 31 mars 2017</b>	<b>211</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	<b>(148)</b>
Activités non sectorielles et éliminations	
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	<b>(140)</b>
Profit (perte) de change latent	<b>(354)</b>
Réévaluation du paiement éventuel	<b>(117)</b>
Profit (perte) à la sortie d'actifs	<b>1</b>
Charges <sup>1)</sup>	<b>(179)</b>
Amortissement et épuisement	<b>(393)</b>
Coûts de prospection	<b>(2)</b>
Produit d'impôt sur le résultat	<b>207</b>
<b>Résultat net provenant des activités poursuivies du trimestre clos le 31 mars 2018</b>	<b>(914)</b>

1) *Tient compte des (profits) pertes réalisés liés à la gestion des risques du secteur Activités non sectorielles et éliminations, des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, des coûts de transaction, des frais de recherche, des autres (produits) charges, du montant net des produits des activités ordinaires du secteur Activités non sectorielles et éliminations, des produits achetés, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation.*

Au premier trimestre de 2018, nous avons comptabilisé une perte nette découlant des activités poursuivies en raison des éléments suivants :

- le résultat d'exploitation moins élevé mentionné plus haut;
- les pertes de change latentes autres que d'exploitation de 264 M\$ par rapport à des profits de 56 M\$ en 2017;
- les profits latents liés à la gestion des risques de 139 M\$ comparativement à 279 M\$ en 2017.

Le résultat net provenant des activités abandonnées du trimestre clos le 31 mars 2018 s'est établi à 260 M\$ (néant en 2017), y compris un profit avant impôt de 348 M\$ à la sortie des actifs de Suffield.

## Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	31 mars	2017
	<b>2018</b>	2017
Sables bitumineux	<b>318</b>	172
Deep Basin	<b>145</b>	-
Raffinage et commercialisation	<b>53</b>	46
Activités non sectorielles et éliminations	<b>6</b>	7
<b>Dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies</b>	<b>522</b>	225
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	<b>2</b>	88
<b>Total des dépenses d'investissement</b>	<b>524</b>	313
Acquisitions	<b>5</b>	-
Sorties d'actifs	<b>(453)</b>	-
<b>Dépenses d'investissement, montant net<sup>1)</sup></b>	<b>76</b>	313

1) *Comprennent les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs détenus en vue de la vente.*

Les dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies du premier trimestre de 2018 ont augmenté de 297 M\$ en regard de celles du premier trimestre de 2017, ce qui reflète notre participation accrue dans FCCL et nos nouveaux actifs du Deep Basin découlant de l'acquisition. Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été axées sur les investissements de maintien portant sur la production existante, les puits stratigraphiques visant à déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et la phase d'expansion G de Christina Lake. Les dépenses d'investissement consacrées aux actifs du Deep Basin se rapportaient aux trois zones en exploitation et comprenaient le forage de 14 puits de production horizontaux ciblant du gaz naturel riche en liquides ainsi que des capitaux investis dans des installations et des infrastructures pour soutenir la croissance de la production.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 7 M\$ au premier trimestre de 2018 en raison de l'accroissement des investissements de maintien et des travaux d'amélioration de la fiabilité par rapport à la même période de 2017.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses d'investissement, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

## Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Nous continuons de nous affaïrer à désendetter notre bilan. Pour ce faire, nous avons entrepris la mise en vente de certains actifs non essentiels du Deep Basin et nous poursuivons notre recherche d'occasions de rationaliser encore notre portefeuille. En plus de notre volonté de poursuivre la réduction de la dette, nous recherchons activement des occasions de réaliser de nouvelles réductions de coûts.

Lorsque le désendettement du bilan aura permis de faire mieux correspondre celui-ci à notre cible en matière de dette, notre approche méthodique à l'égard de la répartition des capitaux fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des liquidités, comme suit :

- en premier lieu, les flux de trésorerie sont affectés aux dépenses d'investissement de maintien et d'entretien nécessaires pour exercer les activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement du dividende actuel afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont versés en tant que rendements accrus pour les actionnaires et affectés au capital-développement ou aux investissements discrétionnaires.

Cette méthode de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux afin de maintenir une structure financière prudente et souple et une situation financière vigoureuse qui nous aident à rester financièrement solide lorsque les flux de trésorerie baissent. En outre, nous continuons d'évaluer d'autres occasions commerciales ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de notre portefeuille actuel. Pour en savoir plus sur le sujet, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

	Trimestres clos les	
	31 mars	
(en millions de dollars)	2018	2017
Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup>	(41)	323
Total des dépenses d'investissement <sup>1)</sup>	524	313
Fonds provenant de l'exploitation disponibles <sup>1), 2)</sup>	(565)	10
Dividendes en numéraire	60	41
	<b>(625)</b>	<b>(31)</b>

1) Y compris ceux du secteur Hydrocarbures classiques, qui est comptabilisé dans les activités abandonnées.

2) Les fonds provenant de l'exploitation disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux fonds provenant de l'exploitation ajustés, déduction faite des dépenses d'investissement.

Nous prévoyons que les dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire de 2018 seront financés à l'aide des flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse.

## SECTEURS À PRÉSENTER

Les secteurs à présenter de la société se décrivent comme suit :

**Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs liés au bitume de Cenovus comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que d'autres projets encore aux premiers stades de la mise en valeur. La participation de Cenovus dans certains des terrains de sables bitumineux que la société exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, est passée de 50 % à 100 % le 17 mai 2017.

**Deep Basin**, qui se compose d'environ trois millions d'acres nettes de terrains riches en gaz naturel et en liquides de gaz naturel. Les actifs sont essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater en Alberta et en Colombie-Britannique et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel. Ces actifs ont été acquis le 17 mai 2017.

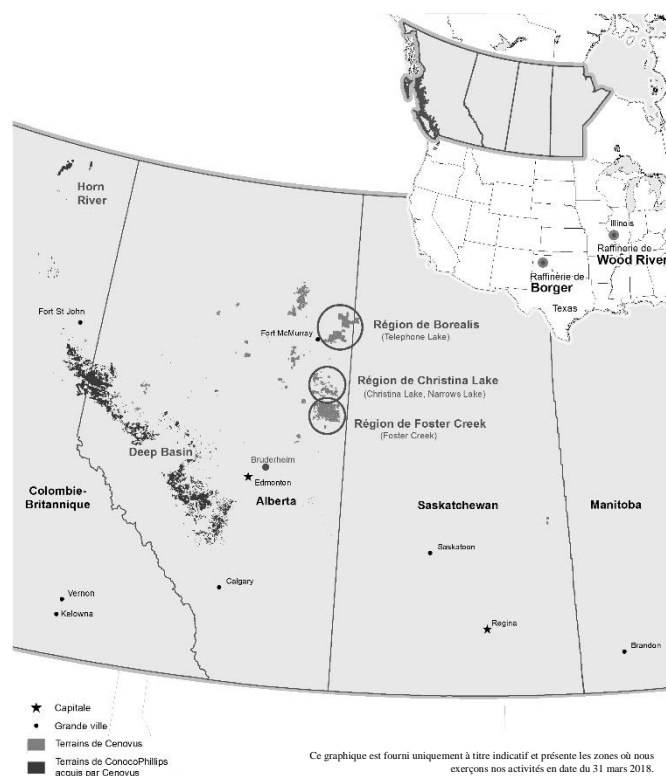
**Raffinage et commercialisation**, qui est responsable du transport et de la vente de pétrole brut et de son raffinage en produits pétroliers et chimiques. Cenovus détient deux raffineries situées aux États-Unis conjointement avec l'exploitant, Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée. Qui plus est, Cenovus est propriétaire-exploitant d'un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut en Alberta. Ce secteur coordonne les activités de commercialisation et de transport de Cenovus visant à optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.

**Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives, de financement et de recherche. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations comprennent les ajustements au titre de la consommation interne servant à la production de gaz naturel entre les secteurs, la production de pétrole brut servant de charge d'alimentation du secteur Raffinage et commercialisation et le résultat intersectoriel latent sur les stocks. Les éliminations sont constatées aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants.

Au deuxième trimestre de 2017, Cenovus avait annoncé son intention de se dessaisir des actifs de son secteur Hydrocarbures classiques, qui comprenaient les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO<sub>2</sub> de Weyburn et les actifs de pétrole brut classique, de LGN et de gaz naturel des régions de Suffield et de Palliser dans le sud de l'Alberta. Les actifs et les passifs du secteur ont été reclassés dans les actifs et les passifs détenus en vue de la vente, et les résultats d'exploitation ont été présentés à titre d'activités abandonnées. Au 5 janvier 2018, tous les actifs du secteur Hydrocarbures classiques avaient été vendus. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur le sujet.

### Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	2017
Sables bitumineux	2 348	1 035
Deep Basin	224	-
Raffinage et commercialisation	2 232	2 604
Activités non sectorielles et éliminations	(194)	(98)
	<b>4 610</b>	<b>3 541</b>



## SABLES BITUMINEUX

Dans le nord-est de l'Alberta, nous détenons la totalité des projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake depuis la conclusion de l'acquisition. De plus, nous sommes propriétaires de plusieurs nouveaux projets en phase initiale de mise en valeur. Le secteur Sables bitumineux comprend le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités de Foster Creek, qui est adjacent.

Les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux au premier trimestre de 2018, par rapport à 2017, sont les suivants :

- la réduction temporaire des niveaux de production en février et en mars en réaction aux contraintes limitant l'accès aux marchés et aux prix moins élevés du pétrole brut lourd;
- les prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 17,10 \$ le baril, soit une baisse de 21 % par rapport au premier trimestre de 2017 principalement imputable aux écarts de prix entre le WCS et les condensats nettement plus larges, qui ont eu une incidence sur le prix de vente moyen que nous avons réalisé;
- une marge d'exploitation de 106 M\$, soit une diminution de 146 M\$ causée principalement par la hausse des frais de transport et de fluidification et les pertes réalisées de 454 M\$ liées à la gestion des risques.

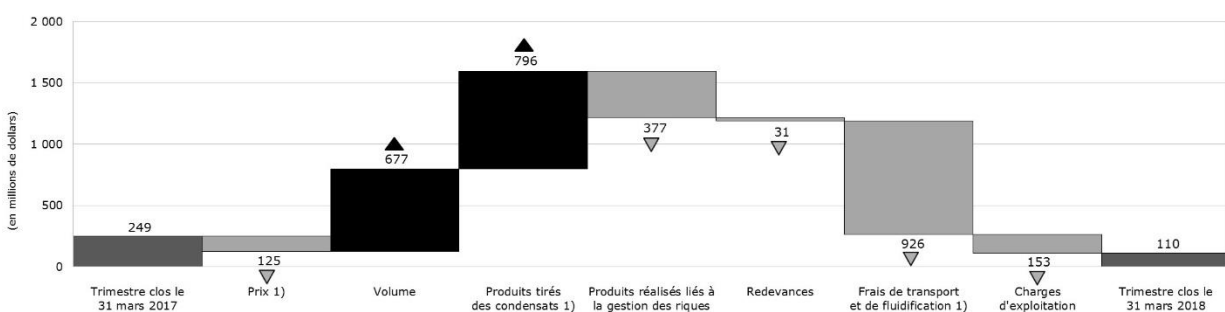
### Sables bitumineux – pétrole brut

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>2 403</b>	1 055
Déduire : redevances	<b>58</b>	27
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>2 345</b>	1 028
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	<b>1 492</b>	566
Activités d'exploitation	<b>289</b>	136
(Profit) perte lié à la gestion des risques	<b>454</b>	77
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>110</b>	249
Dépenses d'investissement	<b>317</b>	169
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>(207)</b>	80

L'excédent des dépenses d'investissement par rapport à la marge d'exploitation tirée du secteur Sables bitumineux était financé à même les liquidités figurant au bilan.

#### Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

#### Produits des activités ordinaires

##### Prix

Au premier trimestre de 2018, le prix de vente moyen du pétrole brut a baissé, passant à 34,27 \$ le baril (38,08 \$ le baril en 2017). Cette baisse du prix de vente du pétrole brut obtenu par la société découle de l'élargissement des écarts de prix entre le WCS et les condensats et entre le WCS et le Christina Dilbit Blend (« CDB ») ainsi que du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. L'écart entre le WCS et le CDB s'est élargi pour se chiffrer à un escompte de 2,68 \$ US le baril (escompte de 1,79 \$ US le baril en 2017).

Le prix de vente du pétrole brut dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Nos ratios de fluidification se situent dans une fourchette de 25 % à 33 %. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente pour le bitume diminue. En raison de la forte demande de condensats

à Edmonton, nous achetons aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, notre coût moyen des condensats dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre les divers marchés et jusqu'aux champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où nous achetons les condensats et celui où nous les mélangeons avec notre production. Le contexte de hausse des prix du pétrole brut devrait être dans une certaine mesure favorable à notre prix de vente du bitume, puisque nous utilisons des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

#### Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 31 mars		
	2018	Variation (%)	2017
Foster Creek	157 390	95	80 866
Christina Lake	202 276	101	100 635
	<b>359 666</b>	<b>98</b>	<b>181 501</b>

Au premier trimestre de 2018, la production a augmenté principalement sous l'effet de l'acquisition. La production a également subi les contrecoups de notre décision de réduire temporairement les volumes produits en réaction aux contraintes limitant la capacité de transport et à l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Nous disposons d'une capacité considérable de stockage de barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, ce qui nous donne la souplesse nécessaire pour produire et vendre ces barils à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier s'améliorera et que les écarts de prix du pétrole brut se contracteront.

#### Condensats

Le bitume produit à l'heure actuelle par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline en vue de sa commercialisation. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Étant donné l'élargissement de l'écart entre le WCS et les condensats au premier trimestre de 2018, la proportion du coût des condensats récupéré a diminué. Le total des volumes de condensats utilisés a augmenté par suite de la hausse des volumes de production.

#### Redevances

Les redevances pour les projets de sables bitumineux de la société sont établies en fonction de taux fixés par le gouvernement selon que le projet a atteint ou non le stade de récupération des coûts, et fondés sur une échelle mobile en utilisant le prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens. Le calcul des redevances varie d'un bien à l'autre.

À Foster Creek, qui est un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente réalisés. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées.

À Christina Lake, projet qui n'a pas atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul mensuel qui applique un taux de redevance (allant de 1 % à 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) aux produits bruts du projet.

#### Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Foster Creek	10,4	8,5
Christina Lake	2,3	2,7

Les redevances ont augmenté de 31 M\$ au premier trimestre de 2018 par rapport à 2017. À Foster Creek et à Christina Lake, l'augmentation des redevances est principalement imputable à la hausse des volumes de vente et du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire), en partie contrebalancée par la baisse des prix de vente du pétrole brut.

#### Charges

##### Transport et fluidification

Au premier trimestre de 2018, les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 926 M\$ par rapport à ceux du même trimestre de 2017. L'augmentation des coûts liés à la fluidification est imputable à l'accroissement des volumes de condensats requis par la production accrue de la société et à la hausse des prix des condensats. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen à Edmonton, essentiellement à cause des frais de transport



associés à l'acheminement des condensats entre les divers marchés et nos projets de sables bitumineux. Les frais de transport ont augmenté, principalement en raison des volumes de vente supplémentaires découlant de l'acquisition.

#### Frais de transport unitaires

À Foster Creek et à Christina Lake, les frais de transport par baril ont augmenté à cause de la hausse des coûts de transport et de stockage et des coûts associés au transport des volumes supplémentaires au cours du trimestre.

#### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2018 ont été les coûts de la main-d'œuvre, du carburant, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance et des reconditionnements. Si les charges d'exploitation par baril ont diminué de 2 %, le total des charges d'exploitation, lui, a augmenté de 153 M\$, en raison surtout de l'acquisition, des coûts des produits chimiques plus élevés et des coûts supplémentaires de réparation et de maintenance.

#### Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 31 mars		
	2018	Variation (%)	2017
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	2,77	(5)	2,93
Autres coûts	7,74	10	7,06
Total	10,51	5	9,99
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	2,35	(9)	2,57
Autres coûts	5,03	(9)	5,51
Total	7,38	(9)	8,08
<b>Total</b>	<b>8,78</b>	<b>(2)</b>	<b>8,97</b>

À Foster Creek, les coûts du carburant par baril ont diminué par suite de la baisse des prix du gaz naturel, en partie annulée par la croissance de la consommation. Les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont augmenté au premier trimestre de 2018, surtout à cause d'une mise à jour de la charge au titre des émissions aux termes de la réglementation intitulée *Specified Gas Emitters Regulation* (la « SGER ») qui avait été comptabilisée au premier trimestre de 2017 et de la hausse des coûts des produits chimiques et des réparations et de la maintenance, facteurs compensés en partie par la hausse des volumes de vente.

À Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont diminué par suite de la baisse des prix du gaz naturel, en partie annulée par une augmentation de la consommation. Les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué surtout en raison de l'accroissement des volumes de vente et d'une mise à jour de la charge au titre des émissions aux termes de la SGER qui avait été comptabilisée au premier trimestre de 2017. Ces diminutions ont été en partie annulées par l'augmentation des coûts des produits chimiques associés à la phase d'expansion F et l'intensification des activités de réparation et de maintenance.

#### Prix nets opérationnels<sup>1)</sup>

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	Trimestres clos les 31 mars			
	2018	2017	2018	2017
Prix de vente	39,29	40,62	30,20	35,86
Redevances	3,17	2,83	0,59	0,86
Transport et fluidification	8,93	7,72	4,78	4,13
Charges d'exploitation	10,51	9,99	7,38	8,08
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>16,68</b>	20,08	<b>17,45</b>	22,79
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(13,53)	(5,73)	(13,99)	(4,52)
<b>Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>3,15</b>	14,35	<b>3,46</b>	18,27

1) Les prix nets opérationnels tiennent compte de la marge par baril de pétrole brut avant fluidification.

#### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du premier trimestre de 2018 ont donné lieu à des pertes réalisées de 454 M\$ (pertes réalisées de 77 M\$ en 2017), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels de la société.

## Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Une partie de la production de gaz naturel tirée du bien situé en Athabasca sert de carburant à Foster Creek. Notre production de gaz naturel au premier trimestre de 2018, déduction faite de la consommation interne, s'est chiffrée à 4 Mpi<sup>3</sup> par jour (15 Mpi<sup>3</sup> par jour en 2017).

## Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Foster Creek	139	70
Christina Lake	164	63
	<b>303</b>	133
Narrows Lake	4	5
Autres <sup>1)</sup>	11	34
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>318</b>	172

1) Comprend les nouvelles zones de ressources, Telephone Lake et le gaz naturel d'Athabasca.

2) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs détenus en vue de la vente.

Les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2018 ont été supérieures de 146 M\$ à celles de 2017; elles tiennent compte du fait que FCCL est la propriété exclusive de Cenovus depuis le 17 mai 2017. À Foster Creek, les dépenses d'investissement visaient surtout des investissements de maintien liés à la production actuelle et aux puits stratigraphiques.

Au premier trimestre de 2018, à Christina Lake, les dépenses d'investissement ont surtout été des investissements de maintien liés à la production actuelle, aux puits stratigraphiques et à la phase d'expansion G. Les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2017 étaient axées sur des investissements de maintien liés à la production actuelle et aux puits stratigraphiques.

Au premier trimestre de 2018, à Narrows Lake, les dépenses d'investissement ont été consacrées essentiellement à l'équipement et à la préservation des lieux.

## Travaux de forage

Trimestres clos les 31 mars	Puits d'exploration stratigraphique bruts		Puits de production bruts <sup>1)</sup>	
	2018	2017	2018	2017
Foster Creek	43	92	8	-
Christina Lake	63	98	14	-
	<b>106</b>	190	<b>22</b>	-
Narrows Lake	-	2	-	-
Autres	2	14	-	-
	<b>108</b>	206	<b>22</b>	-

1) Les paires de puits de DGMV comptent pour un seul puits productif.

Les puits d'exploration stratigraphique sont destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme ainsi qu'à évaluer davantage les nouveaux actifs.

## Dépenses d'investissement futures

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'établiront entre 500 M\$ et 550 M\$ en 2018. Nous pensons continuer de les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante.

À Christina Lake, les phases A à F sont en production. Les dépenses d'investissement de 2018 devraient se chiffrer entre 500 M\$ et 550 M\$ et être axées sur les investissements de maintien et la construction de l'expansion de la phase G. Les travaux de construction sur place de la phase G, dont la capacité initiale sera de 50 000 barils par jour, avancent bien et devraient continuer de progresser. La phase G devrait entrer en production au second semestre de 2019.

Pour 2018, il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake se situent entre 5 M\$ et 10 M\$ et portent principalement sur l'équipement et la préservation des lieux par suite de l'interruption de la construction à Narrows Lake.

En 2018, les dépenses d'investissement consacrées à la technologie et à diverses autres activités devraient se situer entre 35 M\$ et 45 M\$; elles viseront les projets de développement de la technologie ainsi que les engagements annuels relatifs à l'environnement et à la réglementation.

Les dépenses d'investissement qui seront affectées en 2018 au secteur Sables bitumineux devraient totaliser entre 1 040 M\$ et 1 155 M\$. Les lecteurs qui souhaitent en savoir plus sur ce sujet sont invités à prendre connaissance du communiqué de presse publié le 13 décembre 2017 sur les prévisions pour 2018. Ce communiqué peut être consulté sur le site de SEDAR à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur celui d'EDGAR à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov), ou sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

### Amortissement et épuisement et coûts de prospection

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

Le tableau ci-dessous illustre le calcul du taux d'épuisement implicite du total des actifs en amont à l'aide des données consolidées présentées.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>31 décembre 2017</b>
Immobilisations corporelles en amont	<b>26 341</b>
Dépenses d'investissement de croissance futures estimatives	<b>30 195</b>
Total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont	<b>56 536</b>
Total des réserves prouvées (Mbep)	<b>5 232</b>
<b>Taux d'épuisement implicite (\$/bep)</b>	<b>10,81</b>

Ce tableau illustre le calcul du taux d'épuisement implicite; cependant, le taux d'épuisement moyen réel de la société s'est situé entre 8,75 \$ et 11,30 \$ le bep. Les actifs en construction et les actifs détenus en vue de la vente qui, aux fins de ce calcul implicite, sont inclus dans le total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont et auxquels sont attribuées des réserves prouvées, ne sont pas soumis en réalité à l'épuisement. De plus, le calcul du taux propre à chaque bien exclut les immobilisations en amont qui sont amorties selon le mode linéaire. Voilà pourquoi la charge d'épuisement réelle de la société diffère de celle obtenue par l'application du taux d'épuisement implicite indiqué ci-dessus. D'autres renseignements sur la méthode comptable adoptée à l'égard de l'amortissement et de l'épuisement figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés de Cenovus au 31 décembre 2017.

Les coûts de mise en valeur future ont baissé grâce à un accroissement de la longueur des paires de puits à Christina Lake, entraînant une réduction du nombre de plateformes et de paires de puits nécessaires, ainsi qu'aux économies de coûts réalisées à Foster Creek et à Christina Lake par suite d'une réduction des coûts par puits et de l'accroissement de l'espacement entre les paires de puits. Cette baisse a été en partie annulée par une augmentation des coûts de mise en valeur future à Foster Creek par suite de l'expansion de la zone mise en valeur.

Au premier trimestre de 2018, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 192 M\$, principalement à cause de la hausse des volumes de vente découlant de l'acquisition. Le taux moyen d'amortissement et d'épuisement du premier trimestre de 2018 s'est établi à environ 10,65 \$ le baril, ce qui cadre avec celui du premier trimestre de 2017, qui s'était chiffré à 10,70 \$ le baril.

Des coûts de prospection de 2 M\$ ont été comptabilisés au premier trimestre de 2018 (néant en 2017).

### DEEP BASIN

Nos actifs du Deep Basin comprennent des actifs de gaz naturel riche en liquides, de condensats et d'autres LGN ainsi que de pétrole léger et moyen, situés principalement dans les zones d'exploitation Elmore-Wapiti, Kaybob-Edson et Clearwater en Colombie-Britannique et en Alberta. Ces actifs comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement de gaz naturel. Les actifs du Deep Basin fournissent des possibilités de mise en valeur à cycle de production court présentant un potentiel de rendement élevé qui complètent les activités de mise en valeur à long terme des sables bitumineux. En outre, une portion du gaz naturel produit sert de combustible à nos activités liées aux sables bitumineux et nous procure une couverture économique à l'égard du gaz naturel requis comme source de combustible par les raffineries.

Voici les principaux développements du secteur Deep Basin pour le premier trimestre de 2018 :

- une production totalisant 127 056 bep par jour;
- des dépenses d'investissement totales de 145 M\$ se rapportant au forage de 14 puits de production horizontaux pour trouver du gaz naturel riche en liquides et incluant des capitaux investis dans des installations et des infrastructures pour soutenir la croissance de la production;
- des prix nets opérationnels de 8,99 \$ par bep, avant la réalisation des couvertures;
- la réalisation d'une marge d'exploitation de 99 M\$.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)

	Trimestre clos le 31 mars 2018
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>259</b>
Déduire : redevances	35
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>224</b>
<b>Charges</b>	
Transport et fluidification	25
Activités d'exploitation	91
(Profit) perte lié à la gestion des risques	9
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>99</b>
Dépenses d'investissement	145
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>(46)</b>

## Produits des activités ordinaires

Prix

	Trimestre clos le 31 mars 2018
Pétrole léger et moyen (\$/b)	67,30
LGN (\$/b)	37,73
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	2,23
<b>Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)</b>	<b>21,68</b>

Au premier trimestre de 2018, les produits des activités ordinaires tenaient compte de produits liés aux frais de traitement de 12 M\$ relativement aux participations de Cenovus dans les installations de traitement du gaz naturel. Nous n'incluons pas les produits tirés des frais de traitement dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Volumes de production

	Trimestre clos le 31 mars 2018
<b>Liquides</b>	
Pétrole brut (b/j)	6 517
LGN (b/j)	28 962
	<b>35 479</b>
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>	<b>549</b>
<b>Production totale (bep/j)</b>	<b>127 056</b>
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	72
Production de liquides (% par rapport au total)	28

Redevances

Les actifs du Deep Basin sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. En Alberta, divers programmes allègent le taux de redevance à l'égard de la production de gaz naturel. Les puits de gaz naturel en Alberta bénéficient également de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières (*Gas Cost Allowance* ou « GCA »), qui réduit les redevances au titre des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation engagées dans le cadre du traitement et du transport de la quote-part de la production de gaz naturel qui revient à la Couronne.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2017, le gouvernement de l'Alberta a rendu public un nouveau régime de redevances modernisé (*Modernized Royalty Framework* ou « MRF »), qui vise tous les puits productifs à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017. Conformément à ce nouveau régime, Cenovus versera une redevance de 5 % avant le stade de la récupération des coûts à l'égard de l'ensemble de la production jusqu'à ce que le chiffre d'affaires total tiré d'un puits soit égal à la déduction au titre des coûts de forage et de complétion pour chaque puits correspondant à certains critères aux termes du MRF. Par la suite, une fois atteint le stade de la récupération des coûts, un taux de redevance supérieur sera appliqué qui variera en fonction des cours des produits visés. Lorsqu'un puits atteint le stade de la maturité, le taux de redevance baisse afin de mieux cadrer avec le fléchissement du taux de production. Les puits forés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2017 seront gérés selon l'ancien régime jusqu'en 2027 avant d'être assujettis au MRF.

En Colombie-Britannique, divers programmes réduisent également le taux visant la production de gaz naturel. La Colombie-Britannique applique une GCA, mais uniquement au gaz naturel traité dans des installations appartenant aux producteurs. La Colombie-Britannique offre aux producteurs une indemnité pour coût de service (*Producer Cost of Service*) qui réduit la redevance visant le traitement de la quote-part de la production de gaz naturel qui revient à la Couronne.

Au premier trimestre de 2018, notre taux de redevance réel s'est établi à 23,1 % pour les liquides et à 6,0 % pour le gaz naturel.

## Charges

### Transport

Les frais de transport, qui se sont établis en moyenne à 2,21 \$ par bep au premier trimestre de 2018, tiennent compte des coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. La plus grande partie de la production du Deep Basin est vendue sur le marché albertain.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation ont été le coût de la main-d'œuvre, les réparations et la maintenance, la charge liée aux frais de traitement et les taxes foncières et les coûts de location. Nous avons continué de mettre l'accent sur l'optimisation des processus de maintenance au premier trimestre de 2018, ce qui s'est traduit par un accroissement des durées de fonctionnement et une réduction des coûts de réparation et de maintenance, ainsi que par une diminution du coût de la main-d'œuvre et une augmentation des niveaux de production. Au premier trimestre de 2018, les charges d'exploitation se sont chiffrées en moyenne à 7,36 \$ par bep.

## Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestre clos le 31 mars 2018
Prix de vente	21,68
Redevances	3,09
Transport et fluidification	2,21
Charges d'exploitation	7,36
Taxe sur la production et impôts miniers	0,03
<b>Prix net opérationnel, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>8,99</b>
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,80)
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>8,19</b>

## Deep Basin – Dépenses d'investissement

Au premier trimestre de 2018, les dépenses d'investissement ont été axées sur la mise en valeur des trois zones en exploitation. Nous avons foré 12 puits horizontaux nets exploités, en plus de participer au forage de deux puits horizontaux nets non exploités ciblant du gaz naturel riche en liquides, au conditionnement de 16 puits et à la mise en production de 17 puits. Au premier trimestre de 2018, nous avons investi 35 M\$ dans des installations et des infrastructures pour soutenir la croissance de la production provenant de nos principales zones mises en valeur.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2018
Forage et conditionnement	94
Installations	35
Autres	16
<b>Dépenses d'investissement<sup>1)</sup></b>	<b>145</b>

1) Comprennent celles liées aux actifs de prospection et d'évaluation, aux immobilisations corporelles et aux actifs détenus en vue de la vente.

## Activités de forage

Le tableau qui suit résume l'activité liée aux puits.

(en puits nets, à moins d'indication contraire)	Trimestre clos le 31 mars 2018			
	Elmworth- Wapiti	Kaybob- Edson	Clearwater	Total – Deep Basin
Forés <sup>1)</sup>	4	7	3	14
Conditionnés	6	8	2	16
Raccordés	9	4	4	17

1) Comprennent 12 puits horizontaux nets exploités et deux puits horizontaux nets non exploités.

## Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement du Deep Basin pour 2018 devraient être de l'ordre de 175 M\$ à 195 M\$.

Nous continuons de favoriser une approche méthodique à l'égard de la mise en valeur de nos actifs du Deep Basin. Nous comptons focaliser les dépenses d'investissement sur des possibilités de forage, de conditionnement et de raccordement ayant le potentiel de procurer d'excellents rendements et d'accroître la production d'installations sous-exploitées, ainsi que sur l'évaluation des possibilités du portefeuille. Les lecteurs qui souhaitent en savoir plus sur ce sujet sont invités à prendre connaissance du communiqué de presse publié le 13 décembre 2017 sur les prévisions pour 2018. Ce communiqué peut être consulté sur le site de SEDAR à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur celui d'EDGAR à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov), ou sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

## Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 10,40 \$ par bep au premier trimestre de 2018.

Au 31 mars 2018, il a été déterminé que la valeur comptable de l'unité génératrice de flux de trésorerie (« UGT ») Clearwater excédait sa valeur recouvrable, et nous avons donc comptabilisé une perte de valeur de 100 M\$ à titre de dotation à la provision pour amortissement et épuisement. Les flux de trésorerie futurs de l'UGT ont diminué à cause des prix à terme du gaz naturel. Le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant à Deep Basin s'est chiffré à 204 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

## Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Au quatrième trimestre de 2017, nous avons entrepris la mise en vente de certains biens non essentiels situés principalement dans la région de Clearwater Est. Les biens en question produisent actuellement 15 000 bep par jour environ de gaz naturel et de LGN. Ils ont été reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente et comptabilisés au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de vente.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Cenovus est partenaire à 50 % des raffineries de Wood River et de Borger, qui sont situées aux États-Unis et sont exploitées par Phillips 66, partenaire de la société. Le secteur Raffinage et commercialisation aide la société à réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés comme le diesel, l'essence et le carburéacteur. L'approche intégrée de Cenovus procure à celle-ci une couverture économique naturelle contre tout élargissement des écarts de prix sur le brut en assurant aux raffineries une charge d'alimentation à faible coût. Ce secteur englobe les activités de commercialisation et de transport de Cenovus ainsi que son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, situé à Bruderheim, en Alberta.

Voici les principaux développements du secteur Raffinage et commercialisation pour le premier trimestre de 2018, comparativement à 2017 :

- achèvement quasi-complet de la révision de grande envergure prévue à la raffinerie de Wood River, la plus importante effectuée à ce jour;
- réalisation de la majorité des révisions prévues à la raffinerie de Borger.

### Exploitation des raffineries<sup>1)</sup>

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Capacité liée au pétrole brut (kb/j)</b>	<b>460</b>	460
<b>Production de pétrole brut (kb/j)</b>	<b>349</b>	406
Pétrole brut lourd	<b>162</b>	200
Pétrole léger ou moyen	<b>187</b>	206
<b>Produits raffinés (kb/j)</b>	<b>369</b>	433
Essence	<b>189</b>	227
Distillats	<b>120</b>	131
Autres	<b>60</b>	75
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut (%)</b>	<b>76</b>	88

1) Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Borger.

Sur une base de 100 %, les raffineries disposent d'une capacité totale de raffinage d'environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 255 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié et 45 000 barils bruts par jour de LGN. La capacité à traiter divers types de pétrole brut permet aux raffineries d'intégrer la production de pétrole brut lourd de manière économique. Le traitement de pétrole brut moins coûteux nous procure un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation par rapport au traitement du WTI, car nous pouvons profiter de l'escompte du WCS par rapport au WTI. Les volumes de brut lourd traités, comme le WCS

et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimée en pourcentage de la capacité totale de traitement.

La production de pétrole brut et de produits raffinés du premier trimestre de 2018 a diminué par rapport à celle du premier trimestre de 2017 en raison des révisions et des travaux de maintenance de grande envergure prévus réalisés aux deux raffineries. De plus, des volumes de brut lourd moindres ont été traités par suite de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Produits des activités ordinaires	2 232	2 604
Produits achetés	1 957	2 330
<b>Marge brute</b>	<b>275</b>	274
<b>Charges</b>		
Charges d'exploitation	318	219
(Profit) perte lié à la gestion des risques	5	2
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>(48)</b>	53
Dépenses d'investissement	53	46
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>(101)</b>	7

### Marge brute

Les marges de craquage qu'obtient Cenovus sur le raffinage, qui correspondent à la marge brute par baril, sont tributaires de nombreux facteurs, notamment la diversité de la charge d'alimentation en pétrole brut traitée, la configuration des raffineries et la proportion d'essence, de distillats et de produits secondaires qui composent leur production, le délai entre l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et le moment où celles-ci traitent ce pétrole brut, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation. Ces derniers sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Au premier trimestre de 2018, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a monté principalement en raison des facteurs suivants :

- l'élargissement des écarts liés au brut lourd, qui a eu pour effet d'entraîner une diminution du coût de la charge d'alimentation;
- l'accroissement des marges de craquage moyennes.

Ces augmentations de la marge brute ont été en partie contrebalancées par les éléments suivants :

- la réduction de l'utilisation du pétrole brut en raison du plus grand nombre d'activités de maintenance et de révision prévues au cours du trimestre;
- le raffermisssement du dollar canadien en regard du dollar américain qui a donné lieu à une incidence défavorable d'environ 12 M\$ sur la marge brute.

Au premier trimestre de 2018, le coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR ») s'est chiffré à 47 M\$ (61 M\$ en 2017). Le coût associé aux NIR a baissé, car le prix de référence des NIR a diminué et les obligations en matière de volume ont fléchi en raison des révisions.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation ont été la maintenance, la main-d'œuvre et les services publics. Les charges d'exploitation présentées au premier trimestre de 2018 ont crû en raison essentiellement de l'accroissement du coût des travaux de maintenance associés aux activités de maintenance et aux révisions prévues, en partie annulé par le raffermisssement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

### Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Raffinerie de Wood River	35	34
Raffinerie de Borger	17	12
Commercialisation	1	-
	<b>53</b>	46

Les dépenses d'investissement ont augmenté de 7 M\$ par rapport au premier trimestre de 2017 et ont été axées principalement sur la maintenance des immobilisations et les travaux visant à assurer la fiabilité des installations.

En 2018, nous comptons investir entre 180 M\$ et 210 M\$, somme qui sera affectée principalement aux investissements de maintien et aux travaux d'amélioration de la fiabilité. Les lecteurs qui souhaitent en savoir plus sur ce sujet sont invités à prendre connaissance du communiqué de presse publié le 13 décembre 2017 sur les prévisions pour 2018. Ce communiqué peut être consulté sur le site de SEDAR à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur celui d'EDGAR à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov), ou sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

### **Amortissement et épuisement**

Les actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de trois à 40 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation s'est chiffrée à 54 M\$ au premier trimestre de 2018, ce qui cadre avec celle de la même période en 2017.

### **ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS**

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites aux prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre le résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks, y compris les ventes et les achats de gaz naturel et de pétrole brut. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques représentent les profits ou pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises, des coûts de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change, ainsi que les profits et les pertes réalisés liés à la gestion des risques, le cas échéant, sur les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change. Au premier trimestre de 2018, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à des profits latents de 139 M\$ (279 M\$ en 2017). Au règlement d'un instrument financier, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé.

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, des produits d'intérêts, (du profit) de la perte de change, du (profit) au titre de la réévaluation, des coûts de transaction, de la réévaluation du paiement éventuel, des frais de recherche, (du profit) de la perte à la sortie d'actifs et de tout autre (profit) perte.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	2017
Frais généraux et frais d'administration	179	43
Charges financières	150	99
Produits d'intérêts	(3)	(17)
(Profit) perte de change, montant net	277	(76)
Coûts de transaction	-	29
Réévaluation du paiement éventuel	117	-
Frais de recherche	12	4
(Profit) perte à la sortie d'actifs	-	1
Autre (profit) perte, montant net	(2)	-
	<b>730</b>	<b>83</b>

### **Charges**

#### **Frais généraux et frais d'administration**

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre et la location de bureaux. Les frais généraux et frais d'administration du premier trimestre de 2018 ont été supérieurs de 136 M\$ à ceux de 2017 en raison d'une charge hors trésorerie de 59 M\$ constatée relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus et d'indemnités de départ de 43 M\$ pour le trimestre.

Les frais généraux et frais d'administration autres que de location se sont chiffrés à 0,92 \$ par bep, exclusion faite des indemnités de départ versées au cours du trimestre.

#### **Charges financières**

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme et les emprunts à court terme ainsi que de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Les charges financières ont crû de 51 M\$ au premier trimestre de 2018 par rapport à celles de 2017, principalement en raison des coûts liés aux billets non garantis de premier rang de 2,9 G\$ US émis pour financer l'acquisition en 2017.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,1 % au premier trimestre de 2018 (5,3 % en 2017).



## Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
(Profit) perte de change latent	282	(72)
(Profit) perte de change réalisé	(5)	(4)
	<b>277</b>	<b>(76)</b>

Au premier trimestre de 2018, les pertes de change latentes de 267 M\$ découlent de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 31 mars 2018, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'était déprécié de 3 % en regard du taux au 31 décembre 2017, ce qui a donné lieu à une perte latente.

## Coûts de transaction

Au premier trimestre de 2017, nous avons comptabilisé en charges des coûts de transaction de 29 M\$ liés à l'acquisition.

## Réévaluation du paiement éventuel

En ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant la date de clôture de l'acquisition pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. Le paiement trimestriel sera de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52 \$ le baril. Les paiements éventuels ne sont pas plafonnés. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourrait réduire le montant d'un paiement éventuel.

Le paiement éventuel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 323 M\$ au 31 mars 2018 a été estimée en calculant la valeur actualisée des flux de trésorerie attendus futurs à l'aide d'un modèle d'évaluation d'options. Le paiement éventuel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur seront imputées au résultat net. Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, une perte au titre de la réévaluation hors trésorerie de 117 M\$ a été comptabilisée. Au 31 mars 2018, aucun montant n'est exigible en vertu de la convention.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 36,14 \$ US ou 46,60 \$ CA le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 39,30 \$ CA à 57,50 \$ CA le baril.

## Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de 3 à 25 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation s'est chiffrée à 15 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2018 (18 M\$ en 2017).

## Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Charge d'impôt exigible		
Canada	(58)	(26)
États-Unis	4	(1)
<b>Charge (produit) d'impôt exigible</b>	<b>(54)</b>	<b>(27)</b>
<b>Charge (produit) d'impôt différé</b>	<b>(104)</b>	<b>76</b>
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies</b>	<b>(158)</b>	<b>49</b>

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. Nous estimons que notre charge d'impôt est juste. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et le montant de l'impôt sur le résultat fait donc l'objet d'une incertitude relative aux estimations. Le moment où sont constatés le résultat et les déductions d'impôt servant à l'établissement de la charge d'impôt exigible dépend de la législation fiscale pertinente.

Aux premiers trimestres de 2018 et de 2017, un produit d'impôt exigible relativement aux activités poursuivies a été comptabilisé en raison du report rétrospectif des pertes de l'exercice à l'étude et des exercices antérieurs.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge (économie) d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte de taux différents dans d'autres territoires de compétences, des écarts de change non imposables, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, des ajustements de la base fiscale des actifs de raffinage, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales et d'autres différences permanentes. Le taux d'imposition effectif de Cenovus diffère du taux d'imposition prévu par la loi en raison de la non-comptabilisation de l'avantage fiscal éventuel lié aux pertes de change.

## ACTIVITÉS ABANDONNÉES

En 2017, Cenovus s'est dessaisie de la majorité des actifs de son secteur Hydrocarbures classiques, qui comprenaient les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO<sub>2</sub> de Weyburn et les actifs de pétrole brut classique, de LGN et de gaz naturel des régions de Suffield et de Palliser dans le sud de l'Alberta. Les actifs et les passifs du secteur ont été reclassés dans les actifs et les passifs détenus en vue de la vente, et les résultats d'exploitation ont été présentés à titre d'activités abandonnées.

La vente des actifs de Suffield, les seuls actifs du secteur Hydrocarbures classiques qu'il restait au 31 décembre 2017, s'est clôturée le 5 janvier 2018 pour un produit brut de 512 M\$ avant les ajustements de clôture et un profit de 348 M\$ avant impôt sur les activités abandonnées.

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>16</b>	374
Déduire : redevances	(1)	50
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>17</b>	324
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	1	51
Activités d'exploitation	5	110
Taxe sur la production et impôts miniers	(1)	5
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	13
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>12</b>	145
Amortissement et épuisement	-	121
Coûts de prospection	-	3
Charges financières	-	21
<b>Résultat provenant des activités abandonnées, avant impôt</b>	<b>12</b>	-
Charge (produit) d'impôt exigible	-	5
Charge (produit) d'impôt différé	3	(5)
<b>Résultat provenant des activités abandonnées, après impôt</b>	<b>9</b>	-
<b>Profit (perte) sur les activités abandonnées, après impôt<sup>1)</sup></b>	<b>251</b>	-
<b>Résultat net provenant des activités abandonnées</b>	<b>260</b>	-

1) Déduction faite de la charge d'impôt différé de 93 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :</b>		
Activités d'exploitation – activités poursuivies	(134)	195
Activités d'exploitation – activités abandonnées	11	133
Total pour les activités d'exploitation	(123)	328
Activités d'investissement – activités poursuivies	(490)	(371)
Activités d'investissement – activités abandonnées	451	(88)
Total pour les activités d'investissement	(39)	(459)
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>(162)</b>	(131)
Activités de financement	(59)	(52)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	16	11
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(205)</b>	(172)
	<b>31 mars</b>	31 décembre
	<b>2018</b>	2017
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>405</b>	610
<b>Facilité engagée et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement</b>	<b>4 500</b>	4 500

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Au premier trimestre de 2018, nous avons comptabilisé des sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation, comparativement à des entrées de trésorerie au premier trimestre de 2017. Cette situation s'explique par la baisse de la marge d'exploitation, analysée à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion, et la hausse des frais généraux et frais d'administration et des charges financières, analysée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion. Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques, des actifs et des passifs détenus en vue de la vente et de la partie courante du paiement éventuel, le fonds de roulement de la société s'élevait à 1 052 M\$ au 31 mars 2018, par rapport à 1 133 M\$ au 31 décembre 2017.

La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

### Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour le premier trimestre de 2018, l'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies s'explique principalement par une augmentation des dépenses d'investissement qui reflète notre participation accrue dans FCCL et les nouveaux actifs du Deep Basin, facteur qui a été compensé en partie par le produit net de 456 M\$ provenant de la sortie des actifs de Suffield. En 2017, les dépenses d'investissement étaient limitées du fait des compressions au chapitre des dépenses au vu de la faiblesse qui caractérisait les prix des marchandises.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

L'accroissement des sorties de trésorerie liées aux activités de financement en 2018 s'explique principalement par une hausse des dividendes versés faisant suite au nombre accru d'actions en circulation. En 2017, nous avons engagé des charges financières plus élevées liées à l'émission de titres d'emprunt et d'actions ordinaires.

La dette totale au 31 mars 2018 s'établissait à 9 781 M\$ (9 513 M\$ au 31 décembre 2017), sans remboursement en capital exigible avant le 15 octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'encours de la dette à long terme libellée en dollars américains n'a pas changé depuis le 31 décembre 2017, l'augmentation de la dette totale étant imputable à la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Au 31 mars 2018, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

### Dividendes

Au premier trimestre de 2018, la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action, soit 60 M\$ (0,05 \$ par action, soit 41 M\$, en 2017). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

### Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités en amont et de celles liées au raffinage suffiront à financer la totalité de ses besoins en trésorerie en 2018. Tout manque à gagner éventuel pourra être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur notre facilité de crédit, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à la société. La société entend bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que lui ont accordées S&P Global Ratings, DBRS Limited et Fitch Ratings.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 mars 2018 :

(en millions de dollars)

	<b>Échéance</b>	<b>Montant</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>Sans objet</b>	<b>405</b>
Facilité de crédit engagée – tranche A	<b>Novembre 2021</b>	<b>3 300</b>
Facilité de crédit engagée – tranche B	<b>Novembre 2020</b>	<b>1 200</b>

### Facilité de crédit engagée

Nous disposons d'une facilité de crédit engagée se composant d'une tranche de 1,2 G\$ échéant le 30 novembre 2020 et d'une tranche de 3,3 G\$ échéant le 30 novembre 2021. Au 31 mars 2018, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée.

Aux termes de la facilité de crédit engagée, Cenovus est tenue de maintenir un ratio dette/capitaux permanents maximum de 65 %. La société maintient ce ratio bien en deçà de ce plafond.

### Prospectus préalable de base

Cenovus dispose d'un prospectus préalable de base qui expire en novembre 2019. Au 31 mars 2018, des émissions de 4,6 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base. Les émissions effectuées aux termes du prospectus sont assujetties aux conditions du marché.

### Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette nette comprend les emprunts à court terme et les parties

courante et non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie; les capitaux permanents correspondent à la dette nette plus les capitaux propres; le BAIIA ajusté correspond au bénéfice net avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, les pertes de valeur du goodwill, les pertes de valeur d'actifs et les reprises sur celles-ci, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit au titre de la réévaluation, la réévaluation du paiement éventuel, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, calculés sur une base de 12 mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

	<b>31 mars 2018</b>	31 décembre 2017
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	<b>33</b>	31
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	<b>3,3x</b>	2,8x

À long terme, Cenovus vise un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 x. Notre objectif consiste à maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et à gérer notre structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique. Pour assurer sa résilience financière, Cenovus peut, entre autres, modifier ses dépenses d'investissement et d'exploitation, effectuer des prélèvements sur sa facilité de crédit ou rembourser la dette existante, ajuster les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions pour les annuler aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal de l'activité, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou émettre de nouvelles actions.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les ratios financiers et la structure du capital de la société, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires.

### Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Au 31 mars 2018, environ 1 229 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions au 31 décembre 2017). Au deuxième trimestre de 2017, Cenovus avait conclu un placement d'actions ordinaires par prise ferme visant 187,5 millions d'actions ordinaires dont elle a tiré un produit brut de 3,0 G\$ (2,9 G\$ déduction faite des frais d'émission d'actions de 101 M\$).

Par ailleurs, Cenovus a émis 208 millions d'actions ordinaires en faveur de ConocoPhillips le 17 mai 2017 à titre de contrepartie partielle relativement à l'acquisition. Dans le cadre de la contrepartie en actions, Cenovus et ConocoPhillips ont conclu une convention avec les investisseurs et une convention de droits d'inscription qui, notamment, a empêché ConocoPhillips de vendre ou de couvrir ses actions ordinaires de Cenovus jusqu'au 17 novembre 2017. ConocoPhillips ne pourra pas non plus proposer de nouveaux membres au conseil d'administration de Cenovus et devra exercer les droits de vote rattachés à ses actions ordinaires de Cenovus selon les recommandations de la direction ou s'abstenir de voter jusqu'à ce que ConocoPhillips détienne 3,5 % ou moins des actions ordinaires de Cenovus alors en circulation. Au 31 mars 2018, ConocoPhillips détenait toujours ces actions ordinaires.

Se reporter à la note 20 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus au sujet de notre régime d'options sur actions, de notre régime d'unités d'actions liées au rendement, de notre régime d'unités d'actions à négociation restreinte et de notre régime d'unités d'actions différées.

31 mars 2018	<b>Nombre d'unités en circulation</b> (en milliers)	<b>Nombre d'unités pouvant être exercées</b> (en milliers)
Actions ordinaires	<b>1 228 790</b>	<b>s. o.</b>
Options sur actions	<b>40 385</b>	<b>31 631</b>
Autres régimes de rémunération à base d'actions	<b>15 251</b>	<b>1 613</b>

### Obligations contractuelles et engagements

Cenovus est liée par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services qu'elle contracte dans le cours normal de ses activités. Ces obligations ont trait surtout aux contrats de transport, aux contrats de location simple visant des immeubles, au programme de gestion des risques et à la capitalisation des régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an en ont été exclues. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés au 31 décembre 2017.

Au 31 mars 2018, le total des engagements s'élevait à 21,5 G\$, dont une tranche de 18,2 G\$ se rapportait à divers engagements liés au transport. Certains des engagements liés au transport, à hauteur de 9 G\$, sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur (9 G\$ au 31 décembre 2017). Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur.

Cenovus continue de se concentrer sur ses stratégies à court et à moyen terme afin d'accéder à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut. Cenovus demeure en faveur des pipelines projetés qui la relieraient aux nouveaux marchés aux États-Unis et à l'échelle mondiale, tout en acheminant sa production de pétrole brut par transport ferroviaire et en évaluant les options qui lui permettraient de maximiser la valeur de son pétrole brut.

Au 31 mars 2018, des lettres de crédit en cours totalisant 432 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (376 M\$ au 31 décembre 2017).

### **Actions en justice**

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités. Nous estimons qu'il n'est pas probable que les obligations pouvant éventuellement découler de ces actions, dans la mesure où elles ne sont pas provisionnées, auront une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

### **Paiement éventuel**

Dans le cadre de l'acquisition et en ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant le 17 mai 2017 pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. Au 31 mars 2018, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 323 M\$. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

## **GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE**

---

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, il faut lire la présente analyse en parallèle avec la rubrique portant sur la gestion des risques et les facteurs de risque du rapport de gestion annuel de 2017.

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques visent le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble tandis que d'autres sont propres à nos activités. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques peut nuire, entre autres, à l'entreprise, à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de Cenovus, ce qui pourrait réduire ou restreindre notre capacité à verser un dividende à nos actionnaires et nuire gravement au cours de nos titres.

Les paragraphes qui suivent présentent une mise à jour des risques auxquels la société est exposée en ce qui a trait aux prix des marchandises.

### **Risque lié aux prix des marchandises**

Les fluctuations des prix des marchandises et des prix des produits raffinés influent sur la situation financière de la société, son résultat d'exploitation, ses flux de trésorerie, sa croissance, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte.

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 22 et 23 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels a recours la société, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

### **Risques liés aux instruments financiers dérivés**

Les instruments financiers exposent Cenovus au risque qu'une contrepartie manque à ses obligations contractuelles. Ce risque est atténué au moyen de limites imposées au risque de crédit, de l'évaluation fréquente des notations de crédit des contreparties et de conventions de compensation, comme l'énonce la politique en matière de crédit de Cenovus.

Les instruments financiers exposent de plus Cenovus au risque de perte découlant de variations défavorables de la valeur de marché des instruments financiers ou de l'incapacité de la société de remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Les instruments financiers peuvent restreindre les profits revenant à Cenovus si les prix des marchandises augmentent. Ces risques sont gérés au moyen de limites de couverture examinées chaque année par le conseil, comme l'exige la politique de réduction des risques associés aux marchés.

## Incidence financière des activités de gestion des risques

	Trimestres clos les 31 mars					
	2018			2017		
(en millions de dollars)	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut <sup>1)</sup>	463	(111)	352	77	(251)	(174)
Raffinage	5	(3)	2	2	-	2
Taux d'intérêt	-	(25)	(25)	-	(4)	(4)
Change	1	-	1	-	(24)	(24)
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques</b>	<b>469</b>	<b>(139)</b>	<b>330</b>	79	(279)	(200)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(126)	37	(89)	(21)	75	54
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt</b>	<b>343</b>	<b>(102)</b>	<b>241</b>	58	(204)	(146)

1) Les chiffres de 2017 excluent les pertes liées à la gestion des risques de 13 M\$ à l'égard de contrats sur le pétrole brut relatifs au secteur Hydrocarbures classiques, lequel a été classé à titre d'activité abandonnée.

Au premier trimestre de 2018, la société a comptabilisé des pertes réalisées à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car le prix de règlement, comme les prix de référence moyens, était supérieur aux prix contractuels convenus. La société a par ailleurs comptabilisé des profits latents sur ses instruments financiers liés au pétrole brut au cours du premier trimestre de 2018 en raison principalement de la réalisation des positions nettes.

## JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue de faire des estimations, de formuler des hypothèses, ainsi que d'avoir recours à des jugements, lesquels pourraient avoir une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents et de l'utilisation de nouvelles données. Les méthodes comptables et estimations critiques de la société sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés sont expliqués plus amplement le mode de préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

### Jugements d'importance critique intervenant dans l'application des méthodes comptables

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés par Cenovus dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Aucun changement n'a été apporté aux jugements d'importance critique auxquels la société a recours lors de l'application des méthodes comptables au cours du trimestre clos le 31 mars 2018. D'autres renseignements se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

### Principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée. Aucun changement n'a été apporté aux principales sources d'incertitude relative aux estimations au cours du trimestre clos le 31 mars 2018. D'autres renseignements se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

### Changements de méthodes comptables

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, Cenovus a adopté IFRS 9 *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui remplace IAS 39 *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »). L'adoption d'IFRS 9 n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, Cenovus a adopté IFRS 15 *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), qui remplace IAS 11 *Contrats de construction*, IAS 18 *Produits des activités ordinaires*, et plusieurs interprétations liées à la comptabilisation des produits. L'adoption d'IFRS 15 n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

D'autres renseignements sur les changements de méthodes comptables découlant de l'adoption d'IFRS 9 et d'IFRS 15 se trouvent à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

## ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Mis à part les changements se rapportant à la poursuite de l'intégration des actifs du Deep Basin, comme il en est fait mention plus haut, aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») ni aux contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») au cours du trimestre clos le 31 mars 2018 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF ou les CPCI.

Comme le permet le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* et conformément à celui-ci, la direction a limité l'étendue et la conception du CIIF et des CPCI en excluant les contrôles, politiques et procédures des actifs du Deep Basin qui ont été acquis le 17 mai 2017. Cette limitation de l'étendue est essentiellement due au temps requis pour que la direction évalue le CIIF et les CPCI relatifs aux actifs du Deep Basin de la même manière que pour ses autres activités. L'information financière sommaire se rapportant aux actifs du Deep Basin incluse dans les états financiers consolidés intermédiaires se présente comme suit :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2018
Produits des activités ordinaires	224
Marge d'exploitation <sup>1)</sup>	99
Résultat net <sup>1)</sup>	(83)
	31 mars 2018
Actifs courants	653
Actifs non courants <sup>1)</sup>	6 023
Passifs courants	367
Passifs non courants <sup>1)</sup>	501

1) L'information financière sommaire incluse dans le résultat net, les actifs non courants et les passifs non courants comprend l'information obtenue des systèmes comptables de l'entité acquise avant la conversion complète vers les systèmes de Cenovus, ainsi que l'information financière, comme les immobilisations corporelles, les actifs de prospection et d'évaluation, les passifs liés au démantèlement et les primes d'intéressement à long terme, figurant dans les systèmes comptables de Cenovus.

Les systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils, comportent des limites qui leur sont inhérentes. Par conséquent, même si les systèmes de contrôle interne ont été jugés efficaces, ils ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en ce qui a trait à la préparation et à la présentation des états financiers. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

## PERSPECTIVES

Pour le reste de 2018, nous prévoyons que la volatilité des prix des marchandises et les contraintes limitant l'accès aux marchés persisteront, tant pour Cenovus que pour l'ensemble du secteur. Nous continuerons de rechercher des moyens d'accroître nos marges grâce à un solide rendement opérationnel et à la domination du marché par les coûts, tout en mettant l'accent sur la sécurité et la fiabilité de nos activités. La gestion dynamique des engagements et des occasions d'accès aux marchés devrait nous permettre de concrétiser notre objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour notre production de liquides. Nous croyons que les difficultés liées au transport auxquelles doit faire face notre secteur continueront d'avoir des répercussions défavorables sur les prix du pétrole lourd, ce qui révèle la nécessité d'accroître la capacité de transport ferroviaire et d'approuver les projets de pipelines au Canada pour qu'ils puissent aller de l'avant dès que possible.

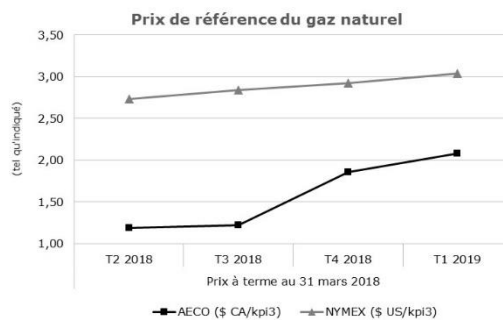
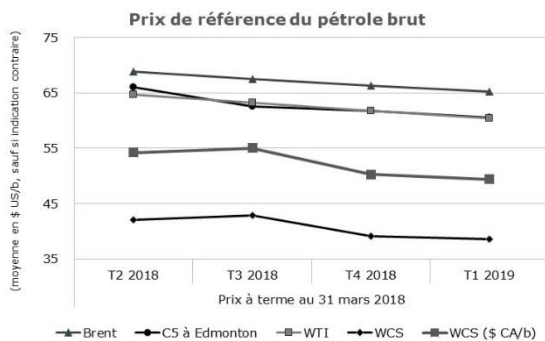
Grâce à une gestion disciplinée des capitaux et aux réductions de coûts, nous avons réduit les capitaux nécessaires pour maintenir nos activités de base et faire croître nos projets, ce qui, croyons-nous, contribuera à assurer notre résilience financière.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 12 mois à venir.

### Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

L'évolution future des prix relatifs à la production de pétrole brut de la société dépendra des facteurs suivants :

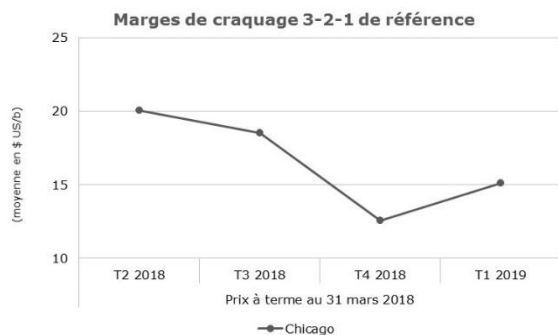
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix, des répercussions de toute perturbation éventuelle de l'offre et du rythme de croissance de la demande mondiale sous l'influence des événements macroéconomiques.
- Dans l'ensemble, la volatilité des prix du pétrole brut devrait s'accroître, car les stocks reviendront à leurs niveaux historiques et les prix demeureront relativement constants.
- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI se maintienne au niveau actuel une fois que la plupart des répercussions des phénomènes météorologiques graves se seront dissipées et à mesure que la capacité additionnelle de transport pipelinier deviendra disponible.
- La société s'attend à ce que l'écart WTI-WCS reste sous pression tant que des capacités de transport additionnelles ne viendront pas alléger les difficultés de transport causées par la croissance prévue de la production.



Les prix du gaz naturel devraient demeurer problématiques à cause de la croissance continue de l'offre liée aux forages de gaz de schiste aux États-Unis et du gaz naturel provenant des gisements de pétrole. L'écart de base AECO devrait rester large parce que l'offre pousse les limites de la capacité de transport pipelinier existante.

Les marges de craquage des raffineries continueront vraisemblablement à fluctuer par rapport aux niveaux actuels, compte tenu des tendances saisonnières. Le large écart WTI-WCS incitera les raffineurs du Midwest américain à traiter des volumes additionnels de pétrole brut lourd provenant du Canada.

Cenovus s'attend à ce que la corrélation se poursuive entre le dollar canadien et la modeste progression du prix du pétrole brut, ainsi que la vitesse à laquelle la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majorent leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre. La Banque du Canada a relevé son taux de référence à deux reprises en 2017 et une fois de plus au début de 2018, ce qui marque une transition notable vers un resserrement de la politique monétaire.



Le risque lié aux écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd auquel est exposée la société dépend de l'équilibre mondial entre ces deux produits de base ainsi que des contraintes relatives au transport à l'échelle canadienne. Nous sommes préparés à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Nous avons toujours la possibilité d'atténuer l'incidence des variations sur les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd au moyen des mesures suivantes :

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et de l'écart Brent-WTI grâce à la vente de produits raffinés.
- Opérations de couverture financière – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS.
- Ententes de commercialisation – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- Engagements et ententes en matière de transport – Nous apportons un soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole brut des zones de production jusqu'aux marchés de consommation, notamment aux marchés côtiers, et nous utilisons notre terminal de transport ferroviaire de pétrole brut pour alléger les contraintes limitant la capacité de transport.

La production de gaz naturel et de LGN associée à nos actifs du Deep Basin procure une meilleure intégration en amont des besoins relatifs aux carburants, aux solvants et à la fluidification de nos activités liées aux sables bitumineux.

## Priorités pour 2018

### Réductions de coûts et désendettement

Pour 2018, nos priorités seront de poursuivre la compression des coûts et le désendettement du bilan tout en faisant preuve de discipline en matière de capital, et ce, dans le but d'accroître les rendements pour les actionnaires. Cenovus



demeure focalisée sur sa résilience et sa flexibilité financières tout en continuant d'assurer son exploitation de manière sûre et fiable, élément qui reste prioritaire.

Au cours des trois dernières années, nous avons réalisé des améliorations considérables au chapitre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien. En 2018, nous continuerons de chercher à réduire encore les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation et les frais généraux et frais d'administration à l'échelle de Cenovus. Nous nous attendons aussi à réaliser des économies supplémentaires grâce aux améliorations continues touchant des aspects comme l'exécution des forages, la planification de la mise en valeur et l'optimisation de l'échéancier de mise en service des puits de sables bitumineux. Notre capacité de procéder à des améliorations durables et structurelles relativement aux coûts et aux marges viendra soutenir encore davantage notre plan d'affaires, notre capacité d'adaptation financière et notre capacité de générer de la valeur pour les actionnaires.

Nous avons déjà effectué des compressions importantes des frais généraux et frais d'administration autres que de location en 2018. Au premier trimestre de 2018, nous avons pratiquement achevé les réductions de l'effectif déjà annoncées, qui représentent environ 15 % des niveaux de 2017.

Au 31 mars 2018, du fait des fonds en caisse et du montant disponible de notre facilité de crédit engagée, nous disposons de liquidités d'environ 4,9 G\$. Nous poursuivons la mise en vente d'un ensemble d'actifs non essentiels du Deep Basin dont la production représente environ 15 000 bep par jour. Nous cherchons en outre d'autres occasions de rationalisation et d'augmentation de la valeur de notre portefeuille d'actifs. Nous estimons que nos flux de trésorerie, le produit du dessaisissement d'autres actifs et les compressions de coûts à venir nous aideront à atteindre notre objectif d'un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 x.

### ***Rigueur en matière de dépenses d'investissement***

La société prévoit que ses dépenses d'investissement annuelles pour 2018 totaliseront de 1,5 G\$ à 1,7 G\$. Elle entend consacrer la majeure partie de son budget d'investissement de 2018 au maintien de la production tirée des sables bitumineux, tout en appuyant les travaux de construction en cours dans le cadre de l'expansion de la phase G de Christina Lake et le programme de forage visé dans le Deep Basin. L'intégration demeure une partie importante de la stratégie globale de la société. Toutefois, certaines dépenses d'investissement seront aussi consacrées aux travaux d'entretien prévus des raffineries et à l'amélioration de la fiabilité de celles-ci.

### ***Avancement de la technologie et de l'innovation ciblées pour améliorer les marges***

Nous avons toujours cru que la technologie et l'innovation sont des facteurs de différenciation dans notre secteur. En matière d'innovation, Cenovus cherche à accélérer l'adoption de solutions technologiques et de méthodes d'exploitation visant à accroître la sécurité, à réduire les coûts, à faire augmenter les marges bénéficiaires et à réduire les émissions. Pour la société, l'innovation s'entend des améliorations importantes et des développements révolutionnaires mis en œuvre pour générer de la valeur. Cenovus a l'intention de miser sur la collaboration externe de façon à optimiser ses efforts de développement technologique en interne et ses dépenses à cet égard.

### ***Accès aux marchés***

Les contraintes limitant l'accès aux marchés du pétrole brut canadien demeurent problématiques. Notre stratégie consiste à conserver des engagements fermes en matière de transport au moyen de l'accès aux pipelines, au transport ferroviaire et au transport maritime afin de soutenir notre plan de croissance, tout en réservant de la capacité aux fins d'optimisation. Nous nous attendons à compléter la capacité faisant l'objet d'engagements fermes à l'aide de solutions d'optimisation visant la fluidification, le stockage, le sourçage et les destinations afin de nous assurer de maximiser la marge pour chaque baril que nous produisons.

## **MISE EN GARDE**

---

### **Renseignements sur le pétrole et le gaz**

Les estimations des réserves ont été préparées en date du 31 décembre 2017 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et les exigences du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Les estimations se fondent sur la moyenne des prix prévisionnels établis par trois évaluateurs de réserves indépendants agréés au 1<sup>er</sup> janvier 2018. Pour en savoir plus sur les réserves de la société et obtenir d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans notre notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent de pétrole (« bep ») à raison de 6 kpi<sup>3</sup> pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de 1 baril pour 6 kpi<sup>3</sup> se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation d'une conversion fondée sur un facteur de 6:1 ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

### **Information prospective**

Le présent document contient des énoncés prospectifs et des informations prospectives (collectivement, l'« information prospective »), selon la définition qu'en donnent les lois sur les valeurs mobilières applicables, notamment la loi américaine

intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*, à propos des attentes, des estimations et des projections actuelles de la société fondées sur certaines hypothèses formulées par la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. La société estime que les prévisions énoncées dans cette information prospective sont raisonnables, mais rien ne garantit que ces prévisions se révéleront exactes.

L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « projeter », « prévision », « avenir », « futur », « cibler », « positionnement », « déterminé à », « s'engager à », « capacité », « pouvoir », « accent », « perspective », « éventuel », « priorité », « souhaiter », « sur la bonne voie », « calendrier », « stratégie », « à terme » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : stratégie et échéanciers et étapes déterminantes connexes, notamment la durée prévue des phases d'expansion des sables bitumineux et leur capacité de production prévue; notre stratégie consistant à faire augmenter les flux de trésorerie grâce à la croissance régulière de la production de notre portefeuille de premier plan dans l'industrie, composé d'actifs dans les sables bitumineux et d'actifs de gaz naturel et de LGN du Deep Basin dans l'Ouest canadien; notre objectif d'augmenter le cours de nos actions et de maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires afin de conserver une certaine souplesse financière et de dégager une croissance durable des dividendes; le plan que nous avons établi pour soutenir notre stratégie en nous appuyant sur l'expertise de notre personnel et en tirant parti de nos actifs de qualité, de l'excellence de l'exécution, de l'intégration à valeur ajoutée, de l'innovation ciblée et de notre réputation d'intégrité; projections pour 2018 et par la suite et plans et stratégies élaborés pour leur réalisation; prévisions à l'égard des taux de change et de leurs tendances; occasions futures de mise en valeur du pétrole; résultat d'exploitation et résultats financiers projetés, y compris les prix de vente, les coûts et les flux de trésorerie projetés; engagement à continuer de réduire la dette, notamment la cible à long terme du ratio dette nette/BAIIA ajusté; capacité à honorer les obligations de paiements à l'échéance; priorités et approche à l'égard des décisions en matière d'investissement et de l'affectation des capitaux; dépenses d'investissement prévues, y compris leur montant, leur calendrier de réalisation et leurs sources de financement; production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; réserves prévues; capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; incidences prévues de la capacité de stocker des barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, notamment la souplesse des calendriers permettant la production et la vente des stocks à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier s'améliore et les écarts du brut rétrécissent; préservation de la capacité d'adaptation financière et concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; réductions de coûts prévues et leur pérennité; priorités, notamment pour 2018; répercussions futures des mesures réglementaires; prix des marchandises, écarts et tendances projetés et incidence attendue sur Cenovus; répercussions éventuelles sur Cenovus de divers risques, notamment ceux qui se rapportent aux prix des marchandises; efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques; nouvelles normes comptables, calendrier de leur adoption par Cenovus et incidence prévue sur les états financiers consolidés; disponibilité et remboursement des facilités de crédit; vente éventuelle d'actifs et utilisation prévue du produit de la vente; incidence attendue du paiement éventuel lié à l'acquisition; utilisation et mise au point futures de la technologie et résultats futurs en découlant; capacité de la société à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour exploiter avec efficacité ses actifs et réaliser des réductions de coûts attendues et futures; croissance et rendement pour les actionnaires projetés. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car nos résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de l'information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et d'autres hypothèses précisées dans les prévisions de Cenovus pour 2018, disponibles sur [cenovus.com](http://cenovus.com); les dépenses d'investissement prévues, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les prix prévus des condensats; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de notre action et de notre capitalisation boursière à long terme; le resserrement futur des écarts du pétrole brut; la réalisation des incidences prévues de notre capacité de stocker des barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, notamment notre capacité d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier s'améliore et les écarts du brut rétrécissent; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; les estimations et les jugements comptables; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir et les résultats futurs prévus en découlant; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; notre capacité de dégager des flux de trésorerie suffisants pour nous acquitter de nos obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la réalisation des effets attendus de l'acquisition; l'intégration fructueuse des actifs du Deep Basin; notre capacité à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; notre capacité à avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre les plans de mise en valeur; notre capacité à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; les prix prévus du bitume, du pétrole brut, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions actuelles de la société présentées plus loin; l'incidence prévue du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'harmonisation des prix réalisés du Western Canadian Select (« WCS ») et des prix WCS utilisés dans le calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips;

notre capacité à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés; notre capacité à réaliser de manière fructueuse et dans les délais prévus des projets d'immobilisations ou leurs étapes de réalisation; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les prévisions pour 2018, mises à jour le 13 décembre 2017, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 55,00 \$ US/b; prix du WTI, 52,00 \$ US/b; prix du WCS, 37,00 \$ US/b; prix du gaz naturel au NYMEX, 3,00 \$ US/MBtu; prix du gaz naturel AECO, 2,20 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 15,00 \$ US/b; taux de change, 0,78 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : l'incapacité éventuelle de la société à concrétiser les avantages prévus de l'acquisition et les synergies devant en découler; l'incapacité éventuelle de disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter les actifs de la société de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes; l'incapacité éventuelle de réaliser les incidences prévues de notre capacité de stocker des barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, notamment l'impossibilité d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier et les écarts du brut se seront améliorés; l'efficacité de notre programme de gestion des risques, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité de nos stratégies de couverture et la suffisance des liquidités; l'exactitude des estimations de coûts; les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque éventuel d'harmonisation entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS servant au calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de notre action et à notre capitalisation boursière; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents à nos activités de commercialisation, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquitter leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; le maintien de ratios dette nette/BAIIA ajusté et de ratios dette nette/capitaux permanents souhaitables; notre capacité de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; la capacité de financer la croissance et de maintenir les dépenses d'investissement; la modification des notations de crédit accordées à la société ou à ses titres; les changements apportés aux plans ou à la stratégie en matière de dividendes, y compris le régime de réinvestissement des dividendes; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs; l'exactitude de nos estimations et jugements comptables; notre capacité de remplacer et d'accroître nos réserves de pétrole et de gaz; les exigences éventuelles en vertu des normes comptables en vigueur devant s'appliquer de temps à autre en ce qui concerne la perte de valeur ou la reprise des montants recouvrables estimatifs de certains ou de la totalité de nos actifs ou du goodwill; notre capacité de maintenir nos relations avec nos partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter nos activités intégrées; la fiabilité de nos actifs, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus, comme les incendies, les mauvaises conditions météorologiques, les explosions, les éruptions, le matériel défectueux, les incidents reliés au transport et autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; les pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux nouveaux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie des combustibles fossiles; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du bitume et du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre de nos activités; les risques liés aux changements climatiques; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; notre capacité d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de nos produits, notamment le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou une autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la disponibilité de talents essentiels et notre capacité à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; notre incapacité éventuelle à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; l'évolution de nos relations avec les syndicats; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où nous exerçons des activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone, les changements climatiques et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; la situation politique et économique des pays dans lesquels nous exerçons des activités ou que nous approvisionnons; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, nous visant.

Les énoncés portant sur les réserves sont réputés être de l'information prospective, car ils supposent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves décrites existent dans les quantités prévues ou estimées et qu'elles pourront être exploitées de manière rentable.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Des événements ou des situations peuvent faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent de manière significative des résultats estimés ou prévus exprimés, de manière expresse ou implicite, dans l'information prospective. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique

« Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion pour la période close le 31 décembre 2017, lequel est disponible sur SEDAR à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov) et sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

## ABRÉVIATIONS

Ci-après figurent les principales abréviations employées dans le présent document :

Pétrole brut		Gaz naturel	
b	baril	kpi <sup>3</sup>	millier de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Mpi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
Mb	million de barils	Gpi <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes
bep	baril d'équivalent de pétrole	MBtu	million d'unités thermales britanniques
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole	GJ	gigajoule
WTI	West Texas Intermediate	AECO	Alberta Energy Company
WCS	West Canadian Select	NYMEX	New York Mercantile Exchange
CDB	Christina Dilbit Blend		
MSW	Mélange non corrosif mixte ( <i>Mixed Sweet Blend</i> )		

## RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS

Les tableaux ci-après présentent un rapprochement des postes comprenant des prix nets opérationnels à la marge d'exploitation figurant dans les états financiers consolidés intermédiaires de la société.

### Production totale provenant des activités poursuivies

#### Résultats financiers – activités d'exploitation poursuivies des actifs en amont

Trimestre clos le 31 mars 2018 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Deep Basin <sup>1)</sup>	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne <sup>2)</sup>	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	2 406	259	2 665	(1 274)	-	(63)	(14)	1 314
Redevances	58	35	93	-	-	-	-	93
Transport et fluidification	1 492	25	1 517	(1 274)	-	-	-	243
Charges d'exploitation	296	91	387	-	-	(63)	(12)	312
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>560</b>	<b>108</b>	<b>668</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>666</b>
(Profit) perte à la gestion des risques	454	9	463	-	-	-	-	463
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>106</b>	<b>99</b>	<b>205</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>203</b>

Trimestre clos le 31 mars 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Deep Basin <sup>1)</sup>	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne <sup>2)</sup>	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	1 062	-	1 062	(478)	-	-	(5)	579
Redevances	27	-	27	-	-	-	-	27
Transport et fluidification	566	-	566	(478)	-	-	-	88
Charges d'exploitation	140	-	140	-	-	-	(1)	139
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>329</b>	<b>-</b>	<b>329</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4)</b>	<b>325</b>
(Profit) perte à la gestion des risques	77	-	77	-	-	-	-	77
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>252</b>	<b>-</b>	<b>252</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4)</b>	<b>248</b>

1) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

2) Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Deep Basin servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.

## Sables bitumineux

Trimestre clos le 31 mars 2018 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Foster Creek	Christina Lake	Total – Pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	579	550	1 129	1	1 274	-	2	2 406
Redevances	47	11	58	-	-	-	-	58
Transport et fluidification	131	87	218	-	1 274	-	-	1 492
Charges d'exploitation	155	134	289	2	-	-	5	296
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>246</b>	<b>318</b>	<b>564</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>560</b>
(Profit) perte à la gestion des risques	200	254	454	-	-	-	-	454
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>46</b>	<b>64</b>	<b>110</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>106</b>

Trimestre clos le 31 mars 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Foster Creek	Christina Lake	Total – Pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	287	290	577	2	478	-	5	1 062
Redevances	20	7	27	-	-	-	-	27
Transport et fluidification	55	33	88	-	478	-	-	566
Charges d'exploitation	71	65	136	3	-	-	1	140
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>141</b>	<b>185</b>	<b>326</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>329</b>
(Profit) perte à la gestion des risques	40	37	77	-	-	-	-	77
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>101</b>	<b>148</b>	<b>249</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>252</b>

1) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

## Deep Basin

Trimestre clos le 31 mars 2018 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Total	Autres <sup>2)</sup>	Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	247	12	259
Redevances	35	-	35
Transport et fluidification	25	-	25
Charges d'exploitation	84	7	91
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>103</b>	<b>5</b>	<b>108</b>
(Profit) perte à la gestion des risques	9	-	9
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>94</b>	<b>5</b>	<b>99</b>

1) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.  
2) Reflètent la marge d'exploitation des installations de traitement.

Le tableau qui suit présente les volumes de vente utilisés pour calculer les prix nets opérationnels.

**Volumes de vente**

(en barils par jour, à moins d'indication contraire)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Sables bitumineux</b>		
Foster Creek	163 911	78 562
Christina Lake	202 212	89 919
<b>Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux</b>	<b>366 123</b>	168 481
<b>Gaz naturel</b> (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	<b>4</b>	15
<b>Deep Basin</b>		
<b>Total – liquides</b>	<b>35 479</b>	-
<b>Gaz naturel</b> (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	<b>549</b>	-
<b>Total – Deep basin</b> (en bep par jour)	<b>127 056</b>	-
<b>Moins : consommation interne<sup>1)</sup></b> (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	<b>(322)</b>	-
<b>Ventes – activités poursuivies<sup>1)</sup></b> (en bep par jour)	<b>440 254</b>	170 981

1) Moins les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux.